

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики
(інститут)

Електротехнічний факультет
(факультет)

Кафедра систем електропостачання
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Панасюка Станіслава Ігоревича
(ПІБ)

академічної групи 141-16зск-2
(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(код і назва спеціальності)

спеціалізації¹ Електротехнічні системи електроспоживання

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(офіційна назва)

**на тему: «Модернізація відкритого розподільчого пристрою Придніпровської
теплової електростанції»**
(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи				
розділів:				
Спеціальний	Папаїка Ю.А.			
Економічний	Тимошенко Л.В.			
Охорони праці				
Рецензент				
Нормоконтролер		Олішевський Г.С.		

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
систем електропостачання
(повна назва)

_____ Випанасенко С.І.
(підпис) (прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

Студенту Панасюку С.І. академічної групи 141-16зск-2
(прізвище та ініціали) (шифр)
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації¹ Електротехнічні системи електроспоживання
за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(офіційна назва)

на тему «Модернізація відкритого розподільчого пристрою Придніпровської
теплової електростанції»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Зміст	Термін виконання
<i>Спеціальний</i>	ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ПРОЕКТУВАННЯ	13.05.19-19.05.19
	ОБГРУНТУВАННЯ ЗАХОДІВ З РЕКОНСТРУКЦІЇ ВІДКРИТОГО РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ПІДСТАНЦІЇ	20.05.19-09.06.19
<i>Економічний</i>	ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЕКТУ ЗАСТОСУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ ЗАХОДІВ НА ВИРОБНИЦТВІ	10.06.19-13.06.19
<i>Охорони праці</i>	ЗАХОДИ З ОХОРОНИ ПРАЦІ	14.06.19-16.06.19

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

_____ Папаїка Ю.А.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

_____ (підпис студента)

_____ Панасюк С.І.
(прізвище, ініціали)

Реферат

Звіт до ДП: — сторінок, — таблиць, — рисунків, — джерел інформації, — застосувань.

У дипломному проєкті на тему: «Реконструкція електричної схеми ВРП напругою 330 кВ Придніпровської ТЕС», розроблені заходи щодо заміни старого обладнання на нове. За розрахунками струмів КЗ вибрано відповідне електрообладнання комутаційних електроустановок, вимірювальних приладів, гнучких шин, струмопровід ділянки генератор – трансформатор. Розрахунок уставок релейного захисту, замість старої бази пропонується встановлення мікропроцесорної.

Розділ охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях – проведений аналіз виробничих й небезпечних факторів ВРП 330 кВ, запроваджено інженерно технічні рішення по усуненню небезпечних чинників досліджувального об'єкту. На підставі плану ВРП зроблений розрахунок захисного заземлення методом наведених потенціалів. Розроблено заходи пожежної профілактики, а також дії персоналу при виникненні надзвичайних ситуаціях.

У економічному розділі розраховано капітальні затрати на потребуєме обладнання, та визначення економічного ефекту від запропонованого рішення.

Виконано чотири графічні роботи:

- 1) однолінійна схема ВРП 330 кВ Придніпровської ТЕС;
- 2) схема прив'язки ТЕС;
- 3) план ВРП 330 кВ;
- 4) струмопровід генераторної напруги 20 кВ.

Ключові слова: вимикачі, силові трансформатори, шини, турбогенератори, автотрансформатори.

Зміст

Вступ	_____
1. Технологічний розділ	_____
1.1. Принцип роботи ТЕС	_____
1.2. Структурні підрозділи ТЕС	_____
1.3. Опис відкритого розподільчого пристрою	_____
2. Спеціальний розділ	_____
2.1. Розрахунок струмів короткого замикання	_____
2.2. Розрахунок вибору вимикачів ВРП 330 кВ	_____
2.3. Вибір вимірювальних трансформаторів	_____
2.3.1. Вибір трансформаторів напруги на шинах 330 кВ	_____
2.3.2. Вибір трансформатору напруги в ланцюзі ЛЕП	_____
2.3.3. Вибір вимірювальних трансформаторів струму	_____
2.3.4. Вибір вимірювальних трансформаторів струму в ланцюзі	_____
ЛЕП	_____
2.4. Вибір струмопроводу	_____
2.5. Вибір гнучких шин напругою 330 кВ	_____
2.6. Вибір роз'єднувачів	_____
2.7. Вибір обмежувачів перенапруг	_____
2.8. Релейний захист блоку турбогенератора ТГВ – 300 – 2УЗ	_____
2.8.1. Розрахунок уставок захисту	_____
2.8.2. Захист напруги і третьої гармоніки без зони нечутливості	_____
3ЗГ-1	_____
2.8.3. Одноступінчата дистанційний захист з незалежною витримкою часу	_____
2.8.4. Струмовий захист зворотній послідовності з інтегрально-залежною характеристикою	_____

2.8.5. Максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу_____

2.8.6. Струмовий захист з двома ступенями інтегрально—залежної витримки часу_____

2.8.7. Максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу_____

2.8.8. Поперечний диференційний захист_____

2.8.9. Захист від втрати збудження_____

2.8.10. Поздовжня диференційний захист трансформатора_____

2.8.11. Газовий захист_____

2.8.12. Струмовий захист нульової послідовності з незалежною витримкою часу_____

3. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях_____

3.1. Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників_____

3.2. Інженерно — технічні заходи щодо усунення небезпечних факторів_____

3.3. Розрахунок захисного заземлення ВРП 330 кВ_____

3.4. Пожежна профілактика та безпека в надзвичайних ситуаціях ВРП 330 кВ_____

4. Економічний розділ_____

4.1. Техніко – економічне обґрунтування_____

4.2. Визначення капітальних витрат по проектуваному варіанту_____

4.3. Економічне обґрунтування ефективності заміни вимикачів _____

Висновок_____

Список використаної літератури_____

Вступ

В даному дипломному проекті розглядається питання щодо реконструкції ВРП 330 кВ Придніпровської ТЕС.

Зв'язок з енергосистемою здійснюється за допомогою ЛЕП двох класів напруги 150 кВ та 330 кВ.

Енергетичне обладнання складають 4 блоки по 150 МВт з котлами ТП–90 і турбінами К–150–130; 3 блоки по 285 МВт з котлами ТПП–110, ТПП–210 і турбінами К–300–240; 1 блок 310 МВт з котлом ТПП–110 і турбіною К-310-23,5-3.

На даний момент встановлена потужність Придніпровської ТЕС 1765 МВт, тепла 845 Гкал/годину.

Основне проектне паливо – вугілля марки «АШ» , резервне мазут та газ.

Стратегічна мета ТЕС – нарощування генеруючої потужності, зниження затрат на виробництво електричної енергії і покращення екологічних показників.

1. ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1. Принцип роботи ТЕС

Технологічна схема ТЕС відображає склад та взаємозв'язок її технологічних систем, загальну послідовність протікаючих в них процесів. До складу ТЕС входять: паливне господарство та система підготовки палива до спалювання; котельне обладнання – сукупність котла та допоміжного обладнання; установки водопідготовки та конденсато – очистки; система технічного водопостачання; система золошлаковидалення; електротехнічне господарство; система управління енергообладнанням.

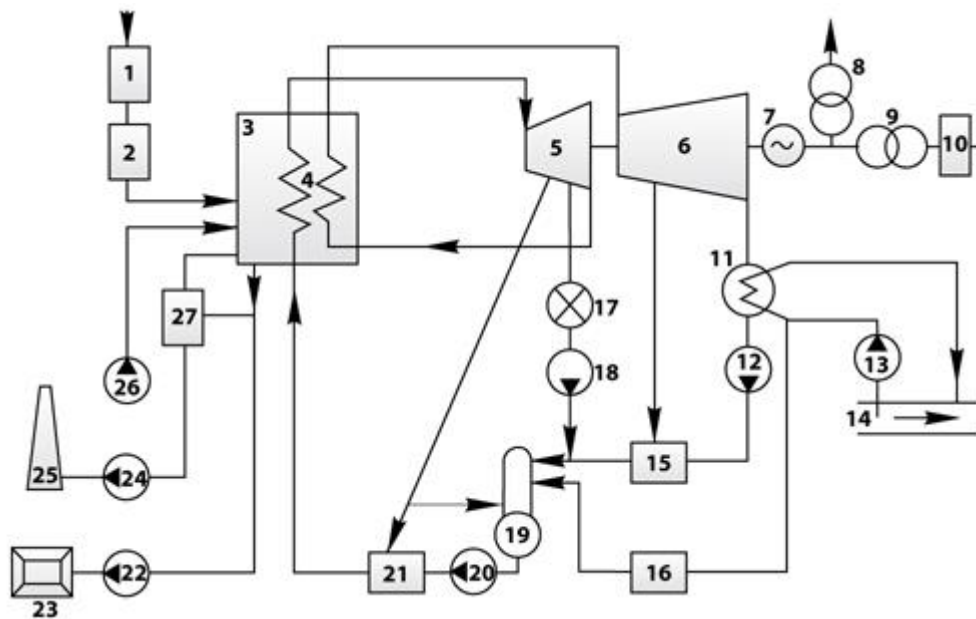


Рис. 1.1. Технологічна схема ТЕС

1 – Паливне господарство; 2 – підготовка палива; 3 – парогенератор; 4 – проміжний пароперегрівач; 5 – ступінь високого тиску турбіни; 6 – ступінь низького тиску турбіни; 7 – генератор; 8 – трансформатор власних потреб; 9 – трансформатор зв'язку; 10 – головне розподільне обладнання; 11 – конденсатор; 12 – конденсатний насос; 13 – циркуляційний насос; 14 – джерело водопостачання (річка); 15 – підігрівач низького тиску; 16 – водо-підігрівне обладнання; 17 – тепловий споживач; 18 – насос зворотного конденсату; 19 – деаератор; 20 – постачальний насос; 21 – підігрівач високого тиску; 22 – шлакозоловидалення; 23 – золовідвал; 24 – димосос; 25 – димова труба; 26 – дуттєвий вентилятор; 27 – золоуловлювач.

Паливне господарство містить приймально–розвантажувальні прилади; транспортні механізми; паливні склади твердого та рідкого палива; прилади для попередньої підготовки палива (дробильні для вугілля). У склад мазутного господарства входять також насоси для перекачування мазуту та підігрівачі.

Підготовка твердого палива до спалення складається з розмелу та сушіння його у пилоприготувальній установці, а підготовка мазуту полягає в його підігріві, очистці від механічних домішок, іноді в обробці спеціальними присадками. Підготовка газового палива зводиться в основному до регулювання тиску газу перед надходженням його до парогенератора.

Необхідне для горіння палива повітря подається до котла дуттьовими вентиляторами. Продукти спалювання палива – димові гази – відсмоктуються димососами та відводяться через димові труби в атмосферу. Сукупність каналів (повітроводів і газоходів) та різних елементів обладнання, по яких проходять повітря та димові гази, утворюють газоповітряний тракт теплової електростанції. Димососи, які входять до його складу, димова труба та дуттьові вентилятори складають тягодуттєву установку.

В зоні горіння палива негорючі (мінеральні) домішки, які входять до його складу, зазнають фізико – хімічних перетворень та видаляються з котла частково у вигляді шлаку, а значна їх частина відноситься димовими газами у вигляді дрібних частинок золи. Для захисту атмосферного повітря від викидів золи перед димососами (для запобігання їх золотого зносу) встановлюють золоуловлювачі. Шлак та уловлена зола видаляються звичайно гідравлічним способом за межі території електростанції на золівдвали. При спалюванні мазуту та газу золоуловлювачі не встановлюються.

При спалюванні палива хімічно зв'язана енергія перетворюється в теплову, утворені продукти спалювання, котрі у поверхнях нагріву котла віддають теплоту воді та парі, яка з неї утворюється. Сукупність обладнання, окремих його елементів, трубопроводів, по яких рухається вода та пара, утворює водопаровий тракт станції.

У котлі вода нагрівається до температури насичення, випаровується, а утворена з киплячої (котлової) води насичена пара перегрівается, і з котла перегріта пара ($t \sim 540^{\circ}\text{C}$) направляється по трубопроводах у турбіну, де її теплова енергія перетворюється в механічну (тиск 3,5 – 6,5 кПа), що

передається валу турбіни. Відпрацьована в турбіні пара потрапляє до конденсатора, віддає теплоту охолоджувальній воді і конденсується.

На сучасних теплових електростанціях з агрегатами одиничної потужності 200 МВт та вище застосовують проміжний перегрів пари. В цьому випадку турбіна має дві частини: ступінь високого та ступінь низького тиску. Відпрацювавши у ступені високого тиску турбіни, пара направляється в проміжний перегрівник, де до нього додатково підводиться теплота. Далі пара знов повертається у турбіну, у частину низького тиску, а з неї потрапляє до конденсатора. Проміжний підігрів пари підвищує ККД турбінної установки та підвищує надійність її роботи. З конденсатора конденсат відкачується конденсатним насосом та, пройшовши підігрівачі низького тиску (ПНТ), потрапляє у деаератор. Тут він нагрівається парою до температури насичення, при цьому з нього виділяються в атмосферу кисень та вуглекислота для захисту обладнання від корозії. З деаератора деаерована вода, що називається живильною водою, живильним насосом прокачується через підігрівачі високого тиску (ПВТ) і подається до котла.

Конденсат у ПНТ та деаераторі, а також живильна вода у ПВТ підігріваються парою, що відбирається у турбіни. Такий спосіб підігріву означає повернення (регенерацію) теплоти у цикл і називається регенеративним підігрівом. Завдяки йому зменшується надходження пари до конденсатора, а звідси і кількість теплоти, що передається охолоджувальній воді, що приводить до підвищення ККД паротурбінної установки.

Сукупність елементів, що забезпечують конденсатори охолоджувальною водою, називають системою технічного водопостачання. До неї відносяться: джерело водопостачання (річка, водосховище, баштовий охолоджувач – градирня), циркуляційний насос, підвідні та відвідні водопроводи. У конденсаторі охолоджувальній воді передається близько 55% теплоти пари, що потрапляє і до турбіни; ця частина теплоти не використовується для виробництва електроенергії і марно втрачається. Ці втрати значно зменшуються, якщо відбирати з турбіни частково відпрацьовану

пару в її теплоту та використовувати для технологічних потреб промислових підприємств або для підігріву води на опалення. Таким чином, станція стає теплоелектроцентральною (ТЕЦ), що забезпечує комбіноване виробництво електричної та теплової енергії. На ТЕЦ встановлюються спеціальні турбіни з відбиранням пари – так звані теплофікаційні.

Конденсат пари, відданої тепловому споживачу, подається на ТЕЦ насосом зворотного конденсату.

На ТЕС існують внутрішні витрати конденсату та пари, обумовлені неповною герметичністю водопарового тракту, а також безповоротної витрати пари конденсату на технічні потреби станції. Вони складають невелику частку загальної витрати пари на турбіни (близько 1–1,5%). На ТЕЦ можуть бути також зовнішні витрати пари та конденсату, зв'язані з відпуском теплоти промисловим споживачам. В середньому вони дорівнюють 35 – 50 %. Внутрішні і зовнішні витрати пари та конденсату відновлюються попередньо відпрацьованою водою водопідготувальної установки. Таким чином, живильна вода котлів являє собою суміш турбінного конденсату та додаткової води.

Електротехнічне господарство станції включає електричний генератор, трансформатор зв'язку, головний розподільний пристрій, систему електропостачання власних механізмів електростанції через трансформатор власних потреб.

Система управління енергообладнання на ТЕС виконує збір та обробку інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання, автоматичне та дистанційне управління механізмами і регулювання основних процесів, автоматичний захист обладнання.

Термодинамічні основи роботи ТЕС: на паротурбінних електростанціях ротори електричних генераторів приводяться до обертання паровими турбінами, у яких тепла енергія пари перетворюється в кінетичну, що передається роторові турбіни. Таким чином, водяна пара є робочим тілом

паротурбінної електростанції. Пара необхідних параметрів утворюється у котлі за рахунок теплоти, що виділяється при спалюванні органічного палива.

Суттєвим є те, що теплові електростанції негативно впливають на навколишнє середовище. ТЕС, що використовують тверде паливо, викидають у атмосферу частину золи, яка не уловлюється, та недогорілі частки палива, сірчистий та сірчаний ангідриди, окис азоту та окис вуглецю; при використанні органічного палива – природного газу – в атмосферу потрапляють токсичні окисли азоту та окис вуглецю, бензопірен.

1.2. Структурні підрозділи ТЕС

1. Паливно – транспортний цех: вихідною точкою, від якої починається вироблення електричної енергії безпосередньо на теплоелектростанції, являється паливно – транспортний цех.

2. Хімічний цех: важливі задачі цеху полягають у водопідготовці, забезпеченні компенсації втрат пару і води добавочною водою в різноманітних режимах роботи електрообладнання й хімічного контролю палива.

3. Котлотурбінні цехи №1 і №2: у веденні якого знаходяться котельні і турбінні агрегати з допоміжним обладнанням, пристрої для уловлювання та видалення золи, теплофікаційні установки, центральні насосні і система водопостачання.

4. Цехи централізованого ремонту №1, №2, №3: цех №1 здійснює ремонти котельного обладнання; цех №2 проводить ремонти турбогенераторів й допоміжного обладнання; цех №3 виробляє кисень й ацетилен, необхідні для різання металу, а також азот, використовуваний для витіснення повітря з генераторів.

5. Електричний цех: забезпечує працездатність, надійність і економічність всього силового електричного обладнання станції.

6. Цех теплової автоматики і вимірювань: робота полягає у виконанні графіків ремонту, перевірки й випробувань засобів вимірювальної техніки.

7. Лабораторія металів: вхідний контроль поступаючи деталей для енергообладнання, а також технічний контроль під час щорічних ремонтів.

8. Цех теплових і підземних комунікацій: підтримує дієздатність підземних комунікацій, підтримання якості питтєвої води.

9. Цех гідротехнічних споруд: утилізація відходів виробництва на спеціалізованій території.

1.3. Опис відкритого розподільчого пристрою

ВРП – 330 кВ виконується за схемою дві робочі системи шин з обхідною. Вимикачі в першому ряду вздовж дороги. Провода розташовані в трьох ярусах на висоті близько 6; 11; 16,5 метрах від рівня землі. Конструкція опор залізобетонна з відтяжками. Відстань між точками підвісу проводів 2,5 метра. Полюси роз'єднувачів першої системи шин встановлені перпендикулярно напрямку збірних шин, а друга система шин паралельна напрямку збірних шин і ступінчаста. Провід, з'єднаний роз'єднувачами першої та другої системи шин, укріплені на відповідність полюса роз'єднувача і додаткових опорних ізоляторів. Вихід ліній передбачені як у ліво, так і в право. Силкові трансформатори вздовж машинного залу. Передбачено додаткову опору між першою і другою системою збірних шин.

Таке конструктивне рішення виключає можливість перемикання обох систем збірних шин при обриві поперечних дротів.

2. СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

2.1. Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) є всяке непередбачене нормальними умовами роботи з'єднання двох точок електричного кола (безпосередньо або через зневажливо малий опір). Причинами КЗ є механічні пошкодження ізоляції, її пробій через перенапруження і старіння, обриви, накиди і зхлестування проводів повітряних ліній (ПЛ), помилкові дії персоналу тощо. У слідстві КЗ в ланцюгах виникають небезпечні для елементів мережі струми, які можуть вивести їх з ладу. Тому для забезпечення надійної роботи електрообладнання, пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), електричної мережі в цілому проводиться розрахунок струмів КЗ.

У трифазних мережах і пристроях розрізняють трифазні (симетричні), двофазні і однофазні (не симетричні) КЗ. Можуть мати місце також двофазні КЗ на землю, КЗ з одночасним обривом фаз. Найбільш частими є однофазні КЗ на землю (до 65% від загального числа КЗ), значно рідше трапляються двофазні КЗ на землю (до 20% від загальної кількості КЗ), двофазні КЗ (до 10% від загальної кількості КЗ) і трифазні КЗ (до 5% від загальної кількості КЗ).

Струми короткого замикання (КЗ) розраховують для вибору та перевірки апаратів і струмоведучих частин на термічну та динамічну стійкість, для вибору, при необхідності, пристроїв з обмеження цих струмів, а також для вибору та оцінки пристроїв релейного захисту.

Розрахунковим є трифазне коротке замикання, тому що струми КЗ в цьому випадку мають максимальні значення. При розрахунках струмів КЗ приймаються допущення:

- всі джерела, що беруть участь в живленні розглянутої точки КЗ, працюють одночасно і з номінальним навантаженням;
- розрахункова напруга кожного ступеня схеми електропостачання приймається на 5% вище номінального значення;
- коротке замикання настає в момент часу, при якому ударний струм КЗ матиме найбільше значення;

- опір місця КЗ вважається рівним нулю;
- не враховується зсув по фазі ЕРС різних джерел живлення, що входять у розрахункову схему;
- не враховуються ємності, а отже, і ємнісні струми в повітряних і кабельних мережах;
- не враховуються струми намагнічування трансформаторів;
- напруга джерел живлення залишаються незмінними.

У мережах 110 кВ і вище, що працюють з глухозаземленою нейтраллю, розрахунок струмів КЗ проводиться для того виду КЗ (однофазне або трифазне), при якому струм в пошкодженій фазі більше. У мережах менше 110 кВ, розрахунок струмів КЗ проводиться для трифазного виду КЗ.

У зв'язку з необхідністю перевірки вибраного мережевого і комутаційного електрообладнання на правильну роботу в режимах коротких замикань, а також для правильної роботи пристроїв РЗА розрахунковим видом КЗ є трифазне симетричне КЗ.

Залежно від призначення розрахунку вибираються відповідні режими роботи електричної мережі.

Наприклад, вибір і перевірка комутаційної апаратури на термічну стійкість вимагає, щоб в ланцюгах з КЗ протікав максимально можливий струм. Цей режим вимагає включення до розрахункової схеми всіх джерел живлення і ланцюгів зв'язку. Такий режим називається максимальним.

Навпаки, перевірка чутливості пристроїв релейного захисту повинна проводитися з урахуванням ремонтних режимів мережі, при яких відключена частина джерел живлення і ланцюгів зв'язку, для того щоб струм КЗ через перевіряємий захист був мінімальним.

Однак, хоча розрахункові режими і види пошкодження для перевірки чутливості пристроїв РЗА повинні встановлюватися, виходячи з найбільш несприятливих умов роботи системи, обраний режим роботи повинен бути реально можливим.

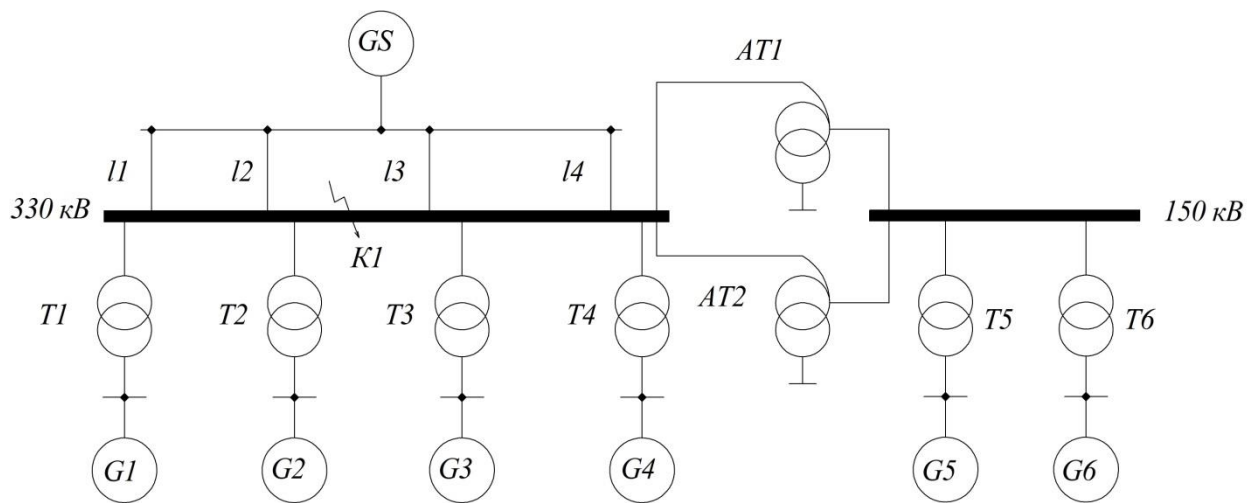


Рис. 2.1. Розрахункова схема короткого замикання

Технічні дані силового електрообладнання.

Відкритий розподільчий пристрій напругою 330 кВ:

1. Генератор типу **ТГВ – 300 – 2У3** (G1 – G4):

– $S_H = 353 \text{ МВА};$

– $\cos\varphi = 0,85;$

– $x_{*d}'' = 0,195.$

2. Трансформатор типу **ТДЦ – 400000/330** (T1 – T4):

– $S_H = 400 \text{ МВА};$

– $U_K = 11,5 \text{ \%};$

– $U_{HH} = 20 \text{ кВ}.$

3. Автотрансформатор типу **АТДЦН – 400000/330/165** (AT1 – AT2):

– $S_H = 400 \text{ МВА};$

– $U_{KB-H} = 24 \text{ \%};$

– $U_{KB-C} = 10,5 \text{ \%};$

– $U_{KC-H} = 13 \text{ \%}.$

4. Лінії електропередач, типу проводу **АСУ – 400** (l1 – l4):

– $l1 = 126 \text{ км};$

– $l2 = 34 \text{ км};$

– $l3 = 66 \text{ км};$

- $l_4 = 38$ км;
- $x_0 = 0,33$ Ом/км для повітряних ліній електропередач напругою 330 кВ.

Відкритий розподільчий пристрій напругою 150 кВ:

1. Генератор типу **ТГВ – 200 – 2У3** (G5 – G6):

- $S_H = 247$ МВА;
- $\cos\varphi = 0,85$;
- $x_{*d}'' = 0,19$.

2. Трансформатор типу **ТДЦ – 400000/150** (Т5 – Т6):

- $S_H = 400$ МВА;
- $U_K = 11$ %;
- $U_{HH} = 18$ кВ.

Розрахунок проводимо в відносних одиницях вимірювання з приведенням значень показників елементів розрахункової схеми до базисних умов.

Виконуємо розрахунок опорів елементів розрахункової схеми.

$$x_{*1} = x_{*2} = x_{*3} = x_{*4} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{*1;2;3;4} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,55.$$

$$E_{*1}'' = E_{*2}'' = E_{*3}'' = E_{*4}'' = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \cos\varphi_H\right)^2 + \left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \sin\varphi_H + I_{\text{НОМ}} x_d''\right)^2}}{\frac{U_6}{\sqrt{3}}};$$

$$E_{*1;2;3;4}'' = \frac{\sqrt{\left(\frac{20}{\sqrt{3}} \cdot 0,85\right)^2 + \left(\frac{20}{\sqrt{3}} \cdot 0,526 + \frac{300/0,85}{20 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,195 \cdot \frac{20^2}{300/0,85}\right)^2}}{\frac{21}{\sqrt{3}}} = 1,057.$$

Для турбогенераторів (G5 – G6):

$$x_{*5} = x_{*6} = x_{*d}'' \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}};$$

$$x_{*5;6;} = 0,19 \cdot \frac{1000}{247} = 0,77.$$

$$E_{*5}'' = E_{*6}'' = \frac{\sqrt{\left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \cos \varphi_H\right)^2 + \left(\frac{U_H}{\sqrt{3}} \sin \varphi_H + I_{\text{НОМ}} x_d''\right)^2}}{\frac{U_6}{\sqrt{3}}};$$

$$E_{*5;6;}'' = \frac{\sqrt{\left(\frac{18}{\sqrt{3}} \cdot 0,85\right)^2 + \left(\frac{18}{\sqrt{3}} \cdot 0,526 + \frac{200/0,85}{18 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,19 \cdot \frac{18^2}{200/0,85}\right)^2}}{\frac{18,9}{\sqrt{3}}} = 1,052.$$

Для двообмоткових трансформаторів (Т1 – Т4) і (Т5 – Т6):

$$x_{*7} = x_{*8} = x_{*9} = x_{*10} = \frac{U_K \cdot S_6}{100 \cdot S_H};$$

$$x_{*7;8;9;10} = \frac{11,5 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,28;$$

$$x_{*11;12} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 400} = 0,27.$$

Для автотрансформаторів (АТ1 – АТ2):

$$x_{*13} = x_{*16} = (U_{\text{KB-H}} + U_{\text{KB-C}} - U_{\text{KC-H}}) \cdot \frac{S_6}{200 \cdot S_H};$$

$$x_{*13;16} = (24 + 10,5 - 13) \cdot \frac{1000}{200 \cdot 400} = 0,26;$$

$$x_{*14} = x_{*17} = (U_{\text{KB-C}} + U_{\text{KC-H}} - U_{\text{KB-H}}) \cdot \frac{S_6}{200 \cdot S_H};$$

$$x_{*14;17} = (10,5 + 13 - 24) \cdot \frac{1000}{200 \cdot 400} \approx 0;$$

$$x_{*15} = x_{*18} = (U_{\text{KB-H}} + U_{\text{KC-H}} - U_{\text{KB-C}}) \cdot \frac{S_6}{200 \cdot S_H};$$

$$x_{*15;18} = (24 + 13 - 10,5) \cdot \frac{1000}{200 \cdot 400} = 0,33.$$

Для повітряних ліній електропередач ($l1 - l4$):

$$x_* = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2};$$

$$x_{*19} = 0,33 \cdot 126 \cdot \frac{1000}{350^2} = 0,34;$$

$$x_{*20} = 0,33 \cdot 34 \cdot \frac{1000}{350^2} = 0,09;$$

$$x_{*21} = 0,33 \cdot 66 \cdot \frac{1000}{350^2} = 0,17;$$

$$x_{*22} = 0,33 \cdot 38 \cdot \frac{1000}{350^2} = 0,102.$$

Для системи (GS):

$$E''_{*GS} = 1;$$

$$x_{*23} = \frac{S_6}{S''_{KGS}} = \frac{1000}{35000} = 0,02.$$

Отримані величини опорів пропонуємо на схемі заміщення. Для спрощення позначень опорів далі індекс «*» не задіємо.

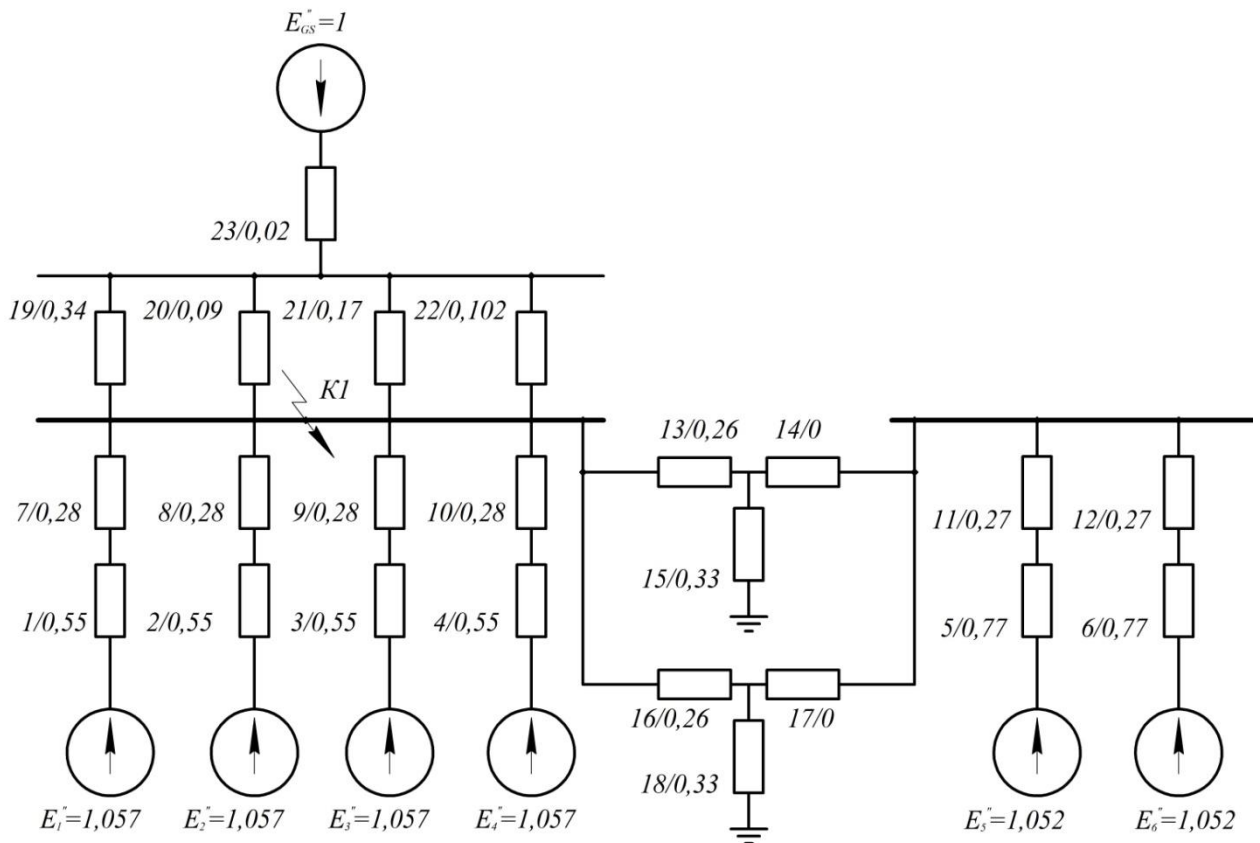


Рис. 2.2. Розрахункова схема заміщення

Спростуємо схему заміщення відносно точки К1.

Опори повітряних ліній електропередач зводимо до одного елементу за виразом:

$$x_{19 \div 22} = \frac{1}{\frac{1}{x_{19}} + \frac{1}{x_{20}} + \frac{1}{x_{21}} + \frac{1}{x_{22}}};$$

$$x_{19 \div 22} = \frac{1}{\frac{1}{0,34} + \frac{1}{0,09} + \frac{1}{0,17} + \frac{1}{0,102}} = 0,03.$$

Ланцюги однотипних генераторів G1 – G4 та G5 – G6 відносно точки К1 об'єднуємо і їхній результуючий опір складатиме:

- G1 – G4:

$$x_{1 \div 4} = \frac{1}{4} \cdot (x_1 + x_7);$$

$$x_{1 \div 4} = \frac{1}{4} \cdot (0,55 + 0,28) = 0,21.$$

- G5 – G6:

$$x_{5 \div 6} = \frac{1}{2} \cdot (x_5 + x_{11});$$

$$x_{5 \div 6} = \frac{1}{2} \cdot (0,77 + 0,27) = 0,52.$$

Ланцюг автотрансформаторів АТ1 – АТ2:

$$x_{13 \div 16} = \frac{x_{13}}{2} = \frac{0,26}{2} = 0,13.$$

Результуючий опір $x_{19 \div 22}$ відносно опору системи x_{*23} послідовний, отже їх складаємо та замінюємо одним елементом:

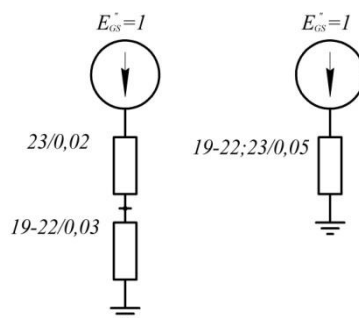


Рис. 2.3. Проміжок спрощення схеми

$$x_{19 \div 22; 23} = x_{19 \div 22} + x_{23}; x_{19 \div 22; 23} = 0,03 + 0,02 = 0,05.$$

Після всіх перетворень, схема заміщення матиме остаточний вигляд:

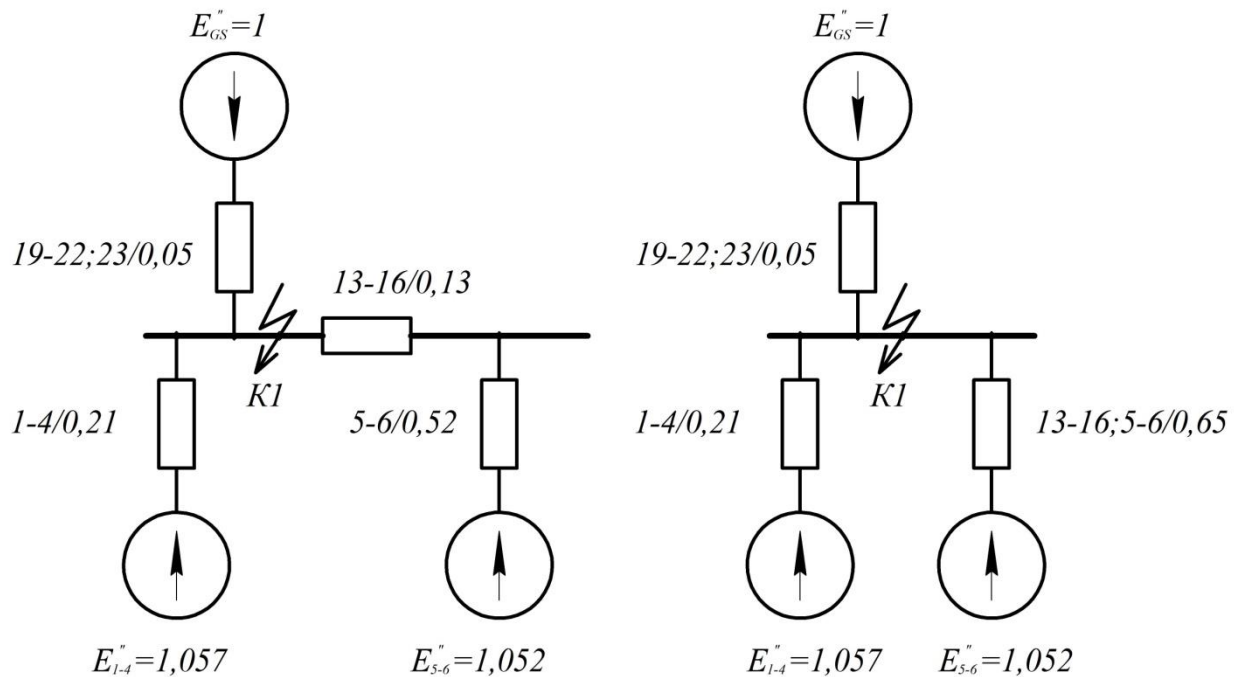


Рис. 2.4. Кінцева схема заміщення для розрахунку струму КЗ в точці K1

Точка K1:

$$S_6 = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_6 = 350 \text{ кВ};$$

$$S_{\text{НОМ } GS} = 5700 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{НОМ } G1-G4} = 4 \times 353 = 1412 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{НОМ } G5-G6} = 2 \times 247 = 494 \text{ МВА};$$

Розраховуємо базисний струм за виразом:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 350} = 1,65 \text{ кА};$$

Періодична складова струму від системи:

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{E''}{x_{19-22;23}} \cdot I_6;$$

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{1}{0,05} \cdot 1,65 = 33 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму від гілки G1 – G4:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{E''}{x_{1-4}} \cdot I_6;$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{1,057}{0,21} \cdot 1,65 = 8,31 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму від гілки G5 – G6:

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{E''}{x_{5-6}} \cdot I_6;$$

$$I_{\Pi 0}^{(3)} = \frac{1,052}{0,65} \cdot 1,65 = 2,67 \text{ кА.}$$

Номінальні струми:

- система GS

$$I_{\text{ном GS}} = \frac{S_{\text{ном GS}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

$$I_{\text{ном GS}} = \frac{5700}{\sqrt{3} \cdot 350} = 9,4 \text{ кА};$$

- струму від гілки G1 – G4:

$$I_{\text{ном G1-G4}} = \frac{S_{\text{ном G1-G4}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

$$I_{\text{ном G1-G4}} = \frac{1412}{\sqrt{3} \cdot 350} = 2,32 \text{ кА};$$

- струму від гілки G5 – G6:

$$I_{\text{ном G5-G6}} = \frac{S_{\text{ном G5-G6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}};$$

$$I_{\text{ном G5-G6}} = \frac{494}{\sqrt{3} \cdot 350} = 0,82 \text{ кА.}$$

Співвідношення між періодичною складовою та номінальним струмом.

- Від системи:

$$\left(\frac{I_{\Pi 0}^{(3)}}{I_{\text{ном GS}}} \right)_* = \frac{33}{9,4} = 3,51;$$

$$\gamma_{*\tau} = 0,95.$$

Від гілки генераторів G1 – G4:

$$\left(\frac{I_{\text{П0}}^{(3)}}{I_{\text{НОМ G1-G4}}} \right)_* = \frac{8,31}{2,32} = 3,58;$$

$$\gamma_{*\tau} = 0,95.$$

- Від гілки генераторів G5 – G6:

$$\left(\frac{I_{\text{П0}}^{(3)}}{I_{\text{НОМ G5-G6}}} \right)_* = \frac{2,67}{0,82} = 3,25;$$

$$\gamma_{*\tau} = 0,95.$$

Де τ найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{відкл.власне}};$$

$$\tau = 0,01 + 0,014 = 0,024 \text{ с.}$$

Періодична складова для моменту часу 0,024 с:

$$I_{\text{П}\tau}^{(3)} = \gamma_{*\tau} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}, \text{ кА};$$

$$I_{\text{П}\tau}^{(3) \text{ GS}} = 0,95 \cdot 33 = 31,35 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П}\tau}^{(3) \text{ G1-G4}} = 0,95 \cdot 8,31 = 7,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{П}\tau}^{(3) \text{ G5-G6}} = 0,95 \cdot 2,67 = 2,54 \text{ кА}.$$

Ударний струм:

$$i_{\text{уд}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{П0}}^{(3)}, \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}}^{(3) \text{ GS}} = \sqrt{2} \cdot 1,717 \cdot 33 = 80,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}}^{(3) \text{ G1-G4}} = \sqrt{2} \cdot 1,97 \cdot 8,31 = 23,2 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}}^{(3) \text{ G5-G6}} = \sqrt{2} \cdot 1,965 \cdot 2,67 = 7,42 \text{ кА};$$

де $k_{\text{уд}} = 1,717$ – система, зв'язана зі сборними шинами де розглядається КЗ, повітряними лініями на напругу 330 кВ; $k_{\text{уд}} = 1,97$ – блоки що складаються з турбогенератора і силового трансформатору, при потужності генератора 300 МВт ($k_{\text{уд}} = 1,965$ блоки потужністю 100 – 200 МВт).

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a\tau}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a}, \text{ кА};$$

$$i_{a\tau}^{(3) GS} = \sqrt{2} \cdot 33 \cdot e^{-0,024/0,03} = 20,8 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau}^{(3) G1-G4} = \sqrt{2} \cdot 8,31 \cdot e^{-0,024/0,32} = 10,8 \text{ кА};$$

$$i_{a\tau}^{(3) G5-G6} = \sqrt{2} \cdot 2,67 \cdot e^{-0,024/0,26} = 3,41 \text{ кА};$$

Розрахунок струму короткого замикання у точці К2

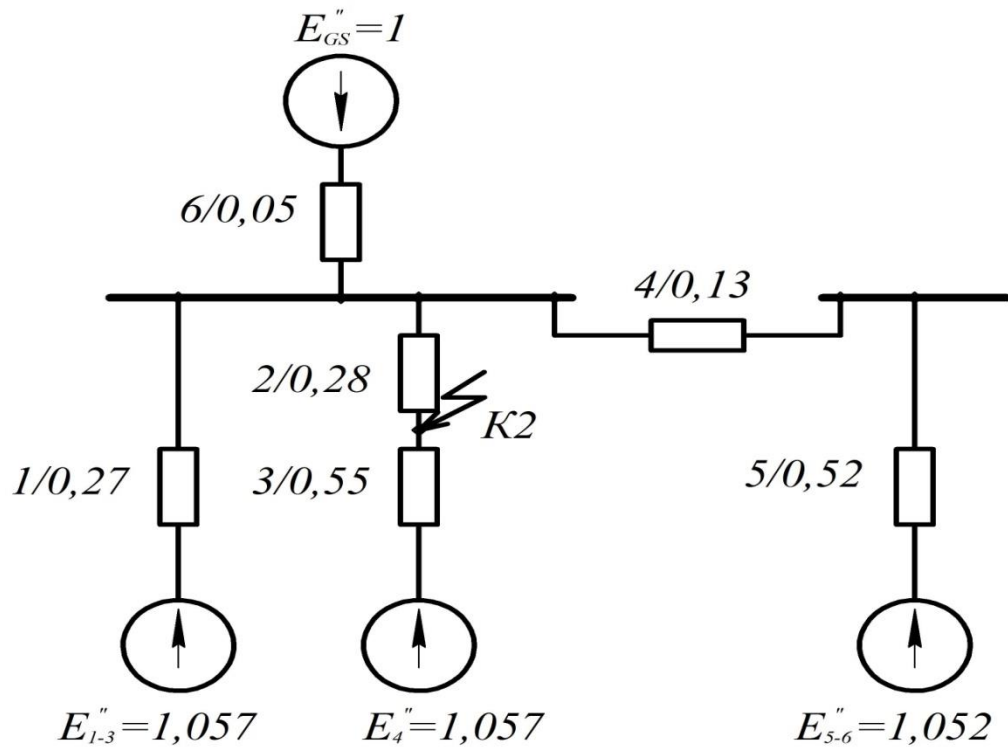


Рис. 2.5. Еквівалентна схема заміщення
для розрахункової точки К2

Перетворюємо схему до виду двопроменевої зірки:

$$x_7 = x_5 + x_4 = 0,52 + 0,13 = 0,65;$$

$$x_8 = x_7 || x_6 = \frac{0,65 \cdot 0,05}{0,65 + 0,05} = 0,04;$$

$$x_9 = x_8 || x_1 = \frac{0,04 \cdot 0,27}{0,04 + 0,27} = 0,03;$$

Еквівалентне ЕРС генераторів G1 ÷ G3 та системи:

$$E_{G1 \div G3; GS} = \frac{E_{GS} \cdot \frac{1}{x_8} + E_{1-3} \cdot \frac{1}{x_1}}{\frac{1}{x_8} + \frac{1}{x_1}};$$

$$E_{G1 \div G3; GS} = \frac{1 \cdot \frac{1}{0,04} + 1,057 \cdot \frac{1}{0,27}}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,27}} = 1,007;$$

$$x_{10} = x_9 + x_2 = 0,03 + 0,28 = 0,31;$$

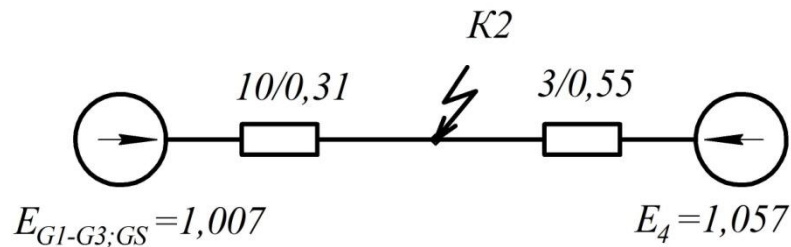


Рис. 2.6. Розрахункова схема після всіх перетворень
приймає вигляд

Розрахунок струму короткого замикання проводимо по гілках від генератора G4:

$$I_{\Pi 0}^{G4} = \frac{E_4}{x_3} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6};$$

$$I_{\Pi 0}^{G4} = \frac{1,057}{0,55} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 21} = 52,78 \text{ кА};$$

від системи та генераторів G5 ÷ G6; G1 ÷ G3:

$$I_{\Pi 0}^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \frac{E_{G1 \div G3; GS}}{x_{10}} \cdot \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6};$$

$$I_{\Pi 0}^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \frac{1,007}{0,31} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 21} = 90 \text{ кА};$$

Розраховуємо величину ударного струму від генератора G4, приймаємо значення $k_y = 1,97$ й $T_a = 0,32$:

$$i_y^{G4} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\Pi 0}^{G4} = \sqrt{2} \cdot 1,97 \cdot 52,78 = 147,1 \text{ кА};$$

Для гілки системи й генераторів G5 ÷ G6; G1 ÷ G3:

$$i_y^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\Pi 0}^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \sqrt{2} \cdot 1,97 \cdot 147,1 = 410 \text{ кА};$$

Для генераторних елегазових вимикачів власний час відключення дорівнює 0,04 с тоді розрахунковий час складатиме:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{в.в}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Аперіодична складова струму короткого замикання для гілки генератора G4 складає:

$$i_{\text{ат}}^{G4} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{G4} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}};$$

$$i_{\text{ат}}^{G4} = \sqrt{2} \cdot 52,78 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,32}} = 64 \text{ кА.}$$

Для гілки системи й генераторів G5÷G6;G1÷G3:

$$i_{\text{ат}}^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 0}^{G5 \div G6; G1 \div G3} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}};$$

$$i_{\text{ат}}^{G5 \div G6; G1 \div G3} = \sqrt{2} \cdot 90 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,32}} = 109 \text{ кА.}$$

Визначаємо періодичну складову струму короткого замикання за методом типових кривих для гілки генератора G4:

$$I_{\text{ном}}^{G4} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{\text{ном}}^{G4} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 0,85} = 9,7 \text{ кА.}$$

$$\frac{I_{\Pi 0}^{G4}}{I_{\text{ном}}^{G4}} = \frac{52,78}{9,7} = 5,4 \approx 5;$$

$$\gamma = \frac{I_{\Pi \tau}^{G4}}{I_{\Pi 0}^{G4}} = 0,86.$$

Періодична складова струму короткого замикання для гілки генератора G4:

$$I_{\Pi \tau}^{G4} = 0,86 \cdot I_{\Pi 0}^{G4} = 0,86 \cdot 52,78 = 45,4 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму короткого замикання для гілки генераторів G1 – G3 ($3 \times 300 = 900 \text{ МВт}$):

$$I_{\text{ном}}^{G1-G3} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{\text{НОМ}}^{G1-G3} = \frac{900}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 0,85} = 29,1 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{\text{П0}}^{G1-G3}}{I_{\text{НОМ}}^{G1-G3}} = \frac{90}{29,1} = 3,1 \approx 3;$$

$$\gamma = \frac{I_{\text{П}\tau}^{G1-G3}}{I_{\text{П0}}^{G1-G3}} = 0,93;$$

$$I_{\text{П}\tau}^{G1-G3} = 0,93 \cdot I_{\text{П0}}^{G1-G3} = 0,93 \cdot 90 = 93,7 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання для гілки генераторів G5 – G6 ($2 \times 200 = 400$ МВт):

$$I_{\text{НОМ}}^{G5-G6} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}} \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{\text{НОМ}}^{G5-G6} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 21 \cdot 0,85} = 13 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{\text{П0}}^{G5-G6}}{I_{\text{НОМ}}^{G5-G6}} = \frac{90}{13} = 6,9 \approx 7;$$

$$\gamma = \frac{I_{\text{П}\tau}^{G5-G6}}{I_{\text{П0}}^{G5-G6}} = 0,82;$$

$$I_{\text{П}\tau}^{G5-G6} = 0,82 \cdot I_{\text{П0}}^{G5-G6} = 0,82 \cdot 90 = 73,8 \text{ кА}.$$

Періодична складова струму короткого замикання від системи GS ($S_{GS} = 5700$ МВА):

$$I_{\text{НОМ}}^{GS} = \frac{S_{GS}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НОМ}}};$$

$$I_{\text{НОМ}}^{GS} = \frac{5700}{\sqrt{3} \cdot 350} = 9,4 \text{ кА};$$

$$\frac{I_{\text{П0}}^{GS}}{I_{\text{НОМ}}^{GS}} = \frac{90}{9,4} = 9,5 \approx 8;$$

$$\gamma = \frac{I_{\text{П}\tau}^{GS}}{I_{\text{П0}}^{GS}} = 0,75;$$

$$I_{\text{П}\tau}^{GS} = 0,75 \cdot I_{\text{П0}}^{GS} = 0,75 \cdot 90 = 67,5 \text{ кА}.$$

Таблиця 2.1.

Значення струму короткого замикання у точках К – 1 й К – 2

Точка КЗ	$U_{\text{ср}}, \text{кВ}$	Джерело	Струми трьох фазного КЗ, кА			
			$I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,т}}$	$i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{уд}}$
К-1	350	GS – система	33	31,35	20,8	80
		G1÷G4 – гілка генераторів	8,31	7,9	10,8	23,2
		G5÷G6 – гілка генераторів	2,67	2,54	3,41	7,42
		Розрахункові значення для вибору апаратів в ланцюгах введів 330 кВ	43,98	41,79	35,01	110,62
К-2	21;350	G4	52,78	45,4	64	147,1
		G5-G6;G1-G3 + GS	90	225	109	410
		Сумарне значення	142,78	270,4	173	557,1
		Виводи генератора РП 330 кВ				

2.2. Розрахунок вибору вимикачів ВРП 330 кВ

Розраховуємо робочий й форсований струм для ЛЕП:

$$I_{\text{роб,норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}};$$

$$I_{\text{форс}} = 2 \cdot I_{\text{роб,норм}};$$

де $S_{\text{нагр}}$ – найбільша потужність споживачів, приєднаних до лінії.

Найбільша потужність лінії Л – 204 $S_{\text{нагр}} = 407 \text{ МВА}$.

$$I_{\text{роб,норм Л-204}} = \frac{407}{\sqrt{3} \cdot 330} = 713 \text{ А};$$

$$I_{\text{форс Л-204}} = 2 \cdot 713 = 1426 \text{ А}.$$

Розрахункові значення струмів короткого замикання приймаємо з табл. 2.1 точка К – 1.

Попередньо приймаємо вимикач типу HPL – 420 – В2.

Таблиця 2.2.

Умови вибору вимикача для Л – 204

Розрахункові параметри ланцюга	Каталожні дані вимикача	Умови вибору
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 420 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{форс} = 1426 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{форс} \leq I_{ном}$
$I_{П,\tau} = 41,79 \text{ кА}$	$I_{отк,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{П,\tau} \leq I_{отк,ном}$
$i_{a,\tau} = 35,01 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк,ном} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100}$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \frac{60}{100} = 42,3 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$I_{П,\tau} \cdot \frac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{ном}/100}$ $41,79 \cdot \frac{1 + 59,4/100}{1 + 60/100} = 41,63 \text{ кА}$	$I_{отк,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{отк,ном}$ $\geq I_{П,\tau} \cdot \frac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{ном}/100}$
$I_{П,0} = 43,98 \text{ кА}$	$I_{вкл,ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{вкл,ном}$
$i_{уд} = 110,62 \text{ кА}$	$i_{вкл,ном} = 2,55 \cdot I_{отк,ном}$ $= 2,55 \cdot 50 = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл,ном}$
$I_{П,0} = 43,98 \text{ кА}$	$I_{дин} = 125 \text{ кА}$	$I_{П,0} \leq I_{дин}$
$i_{уд} = 110,62 \text{ кА}$	$i_{дин} = 2,55 \cdot I_{отк,ном}$ $= 2,55 \cdot 50 = 127,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{т,с}^2 \cdot t_{т,с} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{т,с}^2 \cdot t_{т,с}$

Примітка до таблиці:

де

$$\beta = \frac{35,01}{\sqrt{2} \cdot 41,79} \cdot 100\% = 59,4;$$

$$B_k = I_{П,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 43,98^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк.выкл} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Розраховуємо робочий та форсований струм для лінії Л – 234, де $S_{нагр} = 676 \text{ МВА}$ найбільша приєднана потужність.

$$I_{\text{роб,норм Л-234}} = \frac{676}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1183 \text{ А};$$

$$I_{\text{форс Л-234}} = 2 \cdot 1183 = 2366 \text{ А}.$$

Попередньо приймаємо вимикач типу HPL – 420 – В2.

Таблиця 2.3.

Умови вибору вимикача для Л – 234

Розрахункові параметри ланцюга	Каталожні дані вимикача	Умови вибору
$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 420 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{форс}} = 2366 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{форс}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{П,}\tau} = 41,79 \text{ кА}$	$I_{\text{отк,ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{П,}\tau} \leq I_{\text{отк,ном}}$
$i_{a,\tau} = 35,01 \text{ кА}$	$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{отк,ном}} \cdot \frac{\beta_{\text{ном}}}{100}$ $= \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \frac{60}{100} = 42,3 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{ном}}$
$I_{\text{П,}\tau} \cdot \frac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{\text{ном}}/100}$ $41,79 \cdot \frac{1 + 59,4/100}{1 + 60/100} = 41,63 \text{ кА}$	$I_{\text{отк,ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{отк,ном}}$ $\geq I_{\text{П,}\tau} \cdot \frac{1 + \beta/100}{1 + \beta_{\text{ном}}/100}$
$I_{\text{П,0}} = 43,98 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл,ном}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{П,0}} \leq I_{\text{вкл,ном}}$
$i_{\text{уд}} = 110,62 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл,ном}} = 2,55 \cdot I_{\text{отк,ном}}$ $= 2,55 \cdot 50 = 127,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл,ном}}$
$I_{\text{П,0}} = 43,98 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{П,0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{уд}} = 110,62 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 2,55 \cdot I_{\text{отк,ном}}$ $= 2,55 \cdot 50 = 127,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}} = 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{Т,с}}^2 \cdot t_{\text{Т,с}} = 50^2 \cdot 3 = 7500$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{Т,с}}^2 \cdot t_{\text{Т,с}}$

Примітка до таблиці:

де

$$\beta = \frac{35,01}{\sqrt{2} \cdot 41,79} \cdot 100\% = 59,4;$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 43,98^2 \cdot (0,05 + 0,03) = 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{отк.выкл}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Розраховуємо робочий та форсований струм для лінії Л–237, де $S_{\text{нагр}} = 466 \text{ МВА}$ найбільша приєднана потужність. Л-238, $S_{\text{нагр}} = 335 \text{ МВА}$.

$$I_{\text{роб,норм Л-237}} = \frac{466}{\sqrt{3} \cdot 330} = 816 \text{ А;}$$

$$I_{\text{форс Л-237}} = 2 \cdot 816 = 1632 \text{ А;}$$

$$I_{\text{роб,норм Л-238}} = \frac{335}{\sqrt{3} \cdot 330} = 587 \text{ А;}$$

$$I_{\text{форс Л-238}} = 2 \cdot 587 = 1174 \text{ А.}$$

Для двох останніх ліній електропередач приймаються до установки вимикач типу HPL – 420 – В2 з номінальним струмом $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$, умови вибору й перевірки ті самі що у табл. 2.2 та 2.3.

2.3. Вибір вимірювальних трансформаторів

2.3.1. Вибір трансформаторів напруги на шинах 330 кВ

Таблица 2.4.

Технічні дані вимірювальних приладів

Прилад	Тип	S,однієї обмотки; ВА	Кількість обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	P, Вт	Q, вар
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	0
Варметр	Д-304	1,5	2	1	0	1	3	0
Лічильники активної й реактивної потужності	Альфа	2	-	0,5	0,87	2	4	6,96
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	1	2	0
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	1	10	0
Частотомер	Э-372	3	1	1	0	1	3	0
Частотомер реєструючий	Н-344	7	1	1	0	1	7	0
Фіксатор імпульсної дії	ФПІ	3	1	1	0	1	3	0
Всього:							35	6,96

Розраховуємо повну потужність вторинного навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)} = \sqrt{(35^2 + 6,96^2)} = 35,69 \text{ ВА};$$

Відповідно номінальної напруги і вторинного навантаження вибираємо трансформатор напруги ЕСF – 362 ($U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$).

Для з'єднання трансформатора напруги з приладами приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$ за умов механічної міцності.

Перевіряємо по втратах напруги:

$$I_{2\text{розр}} = \frac{S_{2\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} = \frac{35,69}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,206 \text{ А};$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{l \cdot \rho}{s} = \frac{100 \cdot 0,028}{2,5} = 1,12 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{I_{2\text{розр}} \cdot r_{\text{пр}}}{U_{2\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{0,206 \cdot 1,12}{100} \cdot 100\% = 0,23\% < 1,5\%.$$

Умови перевірки задовільні, приймаємо трансформатор напруги типу ЕСF – 362 до установки.

2.3.2. Вибір трансформатора напруги в ланцюзі ЛЕП

Таблиця 2.5.

Паспортні дані приладів в ланцюзі ЛЕП

Прилад	Тип	S,однієї обмотки; ВА	Кількість обмоток	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Кількість приладів	P, Вт	Q, вар
Вольтметр	Э – 350	3	1	1	0	1	3	-
Ватметр	Э – 365	1,5	2	1	0	2	6	-
Лічильник активної енергії	И – 681	2	2	0,38	0,925	1	4	9,7
Частотометр	Э – 353	3	1	1	0	2	6	
Всього							19	9,7

Розраховуємо повну потужність вторинного навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_2^2 + Q_2^2)} = \sqrt{(19^2 + 9,7^2)} = 21,4 \text{ ВА};$$

Відповідно номінальної напруги і вторинного навантаження вибираємо трансформатор напруги ЕСФ – 362 ($U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$).

Для з'єднання трансформатора напруги з приладами приймаємо контрольний кабель марки АКРВГ з перетином жил $2,5 \text{ мм}^2$ за умов механічної міцності.

Перевіряємо по втратах напруги:

$$I_{2\text{розр}} = \frac{S_{2\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{2\text{ном}}} = \frac{21,4}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,13 \text{ А};$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{l \cdot \rho}{s} = \frac{100 \cdot 0,028}{2,5} = 1,12 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = \frac{I_{2\text{розр}} \cdot r_{\text{пр}}}{U_{2\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{0,13 \cdot 1,12}{100} \cdot 100\% = 0,14\% < 1,5\%.$$

Умови перевірки задовільні, приймаємо трансформатор напруги типу ЕСФ – 362 до установки.

2.3.3. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Трансформатори струму встановлюються у всіх основних ланцюгах. У РП встановлюються на кожному вимикачі. У обмотках автотрансформатора (крім НН) та на стороні ВН блочного трансформатора, а також в їх нейтралів встановлюються вбудовані трансформатори струму.

Для прикладу проводимо вибір трансформатора застосовуваного в комплектному пофазно – екранованому струмопроводі ТЕНЭ – 20 – 15000 – 560 УХЛ1.

Порівняння розрахункових і каталожних даних трансформатора струму ТШВ – 24 – 15000/5 зводимо до табл. 2.6.

Таблиця 2.6.

Дані трансформатору струму

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 20 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 24 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 12620 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 15000 \text{ А}$

Продовження табл. 2.6.

Розрахункові дані	Каталожні дані
	$I_{2\text{ ном}} = 5\text{ А}$
	$z_{2\text{ ном}} = 1,2\text{ Ом}$

Для перевірки трансформатора струму з вторинним навантаженням, намічають типи і кількість вимірювальних та реєструючих приладів. Визначається навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора струму.

Таблиця 2.7.

Паспортні дані приладів в ланцюзі ЛЕП

Прилад	Тип	Навантаження фаз, ВА		
		А	В	С
Ватметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Варметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	САЗ – И680	2,5	-	2,5
Амперметр реєструючий	Н – 344	-	10	-
Ватметр реєструючий	Н – 348	10	-	10
Ватметр (щит турбіни)	Д – 335	0,5	-	0,5
Всього		14	10	14

Загальний опір приладів:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{ ном}}^2} = \frac{14}{5^2} = 0,56\text{ Ом.}$$

де $S_{\text{пр}}$ – споживана потужність, ВА;

$I_{2\text{ ном}}$ – вторинний струм трансформатора.

Допустимий опір приладів:

$$R_{\text{доп}} = z_{2\text{ ном}} - R_{\text{пр}} - R_{\text{к}};$$

$$R_{\text{доп}} = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54\text{ Ом.}$$

де $R_{\text{к}}$ – опір контактів 0,1 Ом.

Для генератора 100 МВт і більше приймаються проводи з мідними жилами, орієнтовна довжина 40 м, трансформатори струму з'єднуються в повну зірку, тому $l_{роз} = l$, тоді перетин кабелю:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{доп}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,54} = 1,29 \text{ мм}^2.$$

Приймається контрольний кабель КРВГ з мідними жилами. За механічної міцності на ЕС має виконуватися умова: $S_{min} = 2,5 \text{ мм}^2$, приймаємо кабель перетином $2,5 \text{ мм}^2$.

2.3.4. Вибір вимірювальних трансформаторів струму в ланцюзі ЛЕП

Таблиця 2.8.

Технічні дані приладів в ланцюзі ЛЕП

Прилад	Тип	Навантаження фаз, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э-379	0,5	0,5	0,5
Ватметр	Д-335	0,5	0,5	-
Варметр	Д-335	-	0,5	0,5
Датчик активної потужності	И-829	0,1	-	0,1
Датчик реактивної потужності	И-830	-	0,1	0,1
Всього		1,1	1,6	1,2

Попередньо приймаємо до установки ТС, паспортні дані приведені у табл. 2.9.

Таблиця 2.9.

Паспортні дані трансформатору струму

Тип трансформатору	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А		$I_{t/t}$, кА/с	$i_{дин}$, кА	Клас точності	Навантаження
		I_1	I_2				
ТТ JOF362G	330	3000	1	80/1	200	0,5	4 Ом

Умови вибору:

- за напругою $U_{\text{мережі}} \leq U_{\text{ном}}, 330 \leq 330, \text{ кВ};$
- за струмом $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{лінії}}, 3000 \geq 2366, \text{ А};$
- перевірка на термічну стійкість $I_t^2 \cdot t = 80^2 \cdot 1 = 6400 \geq 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$
- перевірка на динамічну стійкість $200 \text{ кА} \geq 110,62 \text{ кА}.$

Умови перевірки виконуються.

Перевірка класу точності, що підключаються до трансформаторів струму зі сторони ЛЕП.

Опір приладів:

$$R_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{ ном}}^2} = \frac{1,6}{1^2} = 1,6 \text{ Ом}.$$

У ланцюзі блоку 300 МВт, АТ та ЛЕП прийнято кабелі з алюмінієвими жилами, орієнтовно завдовжки $l = 200 \text{ м}.$

Перетин проводу:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{доп}}} = \frac{0,0283 \cdot 200}{1,6} = 3,54 \text{ мм}^2.$$

Приймається контрольний кабель АКРВГ з жилами перетином $4 \text{ мм}^2.$

Вторинне номінальне навантаження $r_{\text{н2}}$ трансформатору струму в класі точності складає 4 Ом , опір контактів $r_{\text{к}}$ приймаю $0,1 \text{ Ом}$, тоді опір приладів складає:

$$r_{\text{пр}} = 4 - 1,6 - 0,1 = 2,4 \text{ Ом}.$$

Умови перевірки виконані, остаточно приймається до установки трансформатор струму JOF362G.

2.4. Вибір струмопроводу

Ділянка від генератора до силового трансформатора виконується комплектним пофазно – екранованим струмопроводом.

Розраховуємо номінальний струм генератора:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 12620 \text{ A.}$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна повна потужність генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга генератора;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності генератора.

Попередньо приймаємо струмопровід типу ТЕНЭ – 20 – 15000 – 560 УХЛ1.

Технічні дані струмопроводу зводино до табл. 2.9.1.

Таблиця 2.9.1.

Технічні дані струмопроводу

Параметри	ТЕНЭ – 20 – 15000 – 560 УХЛ1
Тип турбогенератора	ТГВ – 300 – 2 У3
Номінальна напруга, кВ	
– турбогенератора	20
– струмопроводу	20
Номінальний струм, А	
– турбогенератора	12620
– струмопроводу	15000
Електродинамічна стійкість, кА	560
Міжфазна відстань, мм	1500
Тип опорного ізолятора	ОФР – 24 – 750
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатору напруги	ЗНОМ – 20
Тип вбудованого трансформатору струму	ТШВ – 24 – 15000/5

2.5. Вибір гнучких шин напругою 330 кВ

Знаходимо допустимий струм при максимальному навантаженні на шинах:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi};$$

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{max}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95 \cdot 0,85} = 765 \text{ A}$$

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна повна потужність генератора;

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга на шинах ВРП;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності генератора.

Приймаємо провід типу АС – 300/39, два проводи у фазі. ($I_{\text{доп}} = 710 \cdot 2 = 1420 \text{ A}$); $q = 300 \text{ мм}^2$; $d = 24 \text{ мм}$.

Де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм;

d – зовнішній діаметр проводу.

Перевіряємо струмопровід за умов зхлещування так як $I_{\text{п},0}^3 = 43,98 \text{ кА} > 20 \text{ кА}$. Сила взаємодії між фазами:

$$f = \frac{1,5 \cdot (I_{\text{п},0}^3)^2}{D} \cdot 10^{-7} = \frac{1,5 \cdot 43980^2}{5} \cdot 10^{-7} = 58 \frac{\text{Н}}{\text{м}};$$

де D – відстань між фазами, м.

Сила тяжіння 1 м струмопроводу АС – 300/39 1,4 кг визначається:

$$g = 9,8 \cdot (2 \cdot 1,4) = 28 \frac{\text{Н}}{\text{м}}.$$

Приймаємо час дії релейного захисту (диференціальної) $t_3 = 0,1 \text{ с}$, знаходимо:

$$t_{\text{эк}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{эк}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5.$$

Де h – допустима стріла провісу по габаритно монтажним умовам.

По діаграмі ([1] рис 4.9 стр. 235) для значення $\frac{f}{g} = \frac{58}{28} \approx 2$ знаходимо $b/h = 0,47$ звідки $b = 0,47 \cdot 2,5 = 1,17 \text{ м}$.

Допустиме відхилення фази:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} = \frac{5 - 0,024 - 1,4}{2} = 1,7 \text{ м}.$$

Де $a_{\text{доп}}$ – найменша допустима відстань в світлі між сусідніми фазами в момент найближчого зближення.

Таким чином зхлещування не здійсниться, так як $b < b_{\text{доп}}$.

Перевірка на термічну дію струму КЗ не виконуємо, так як шини виконані голими на відкритому повітрі.

Перевірка по умовам коронування.

Початкова критична напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}}\right) = 32 \frac{\text{кВ}}{\text{см}};$$

Де m – коефіцієнт враховуючий шорсткість по поверхні проводу;

r_0 – радіус проводу, см.

$$r_0 = \frac{d}{20} = \frac{24}{20} = 1,2 \text{ см.}$$

Напруженість електричного поля поблизу поверхні розщепленого проводу:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg\left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эк}}}\right)} = 1,06 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,2 \cdot \lg\left(\frac{630}{6,93}\right)} = 27 \text{ кВ/см};$$

$$r_{\text{эк}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,2 \cdot 40} = 6,93;$$

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,2}{40} = 1,06.$$

Напруга на шинах електростанції:

$$U = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ кВ.}$$

Середня геометрична відстань між проводами фаз, см:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 500 = 630 \text{ см.}$$

Умова перевірки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$1,07 \cdot 27 = 28,8 \leq 0,9 \cdot 32 = 28,8.$$

Умови перевірки виконуються, приймається провід типу АС – 300/39.

2.6. Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі вибираються по тривалому номінальному струму й номінальній напрузі, перевіряються на термічну та електродинамічну стійкість.

Попередньо приймаємо роз'єднувач типу NSA – 420/3150 D, паспортні дані зведені до табл. 2.9.2.

Таблиця 2.9.2.

Паспортні дані роз'єднувача

Тип	Номинальна напруга	Номинальний струм	Струм термічної дії	Струм електродинамічної стійкості
NSA – 420/3150 D	420 кВ	3150 А	50 (1) кА	125 кА

Таблиця 2.9.3.

Умови вибору роз'єднувачів

Розрахункові параметри ланцюга	Каталожні дані вимикача	Умови вибору
$U_{уст} = 330 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 420 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{форс} = 2366 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{форс} \leq I_{ном}$
$i_{уд} = 110,62 \text{ кА}$	$i_{дин} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 154,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{т,с}^2 \cdot t_{т,с} = 50^2 \cdot 1 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{т,с}^2 \cdot t_{т,с}$

Умови перевірки виконуються, отже приймаємо до установки на ВРП 330 кВ роз'єднувач типу NSA – 420/3150 D.

2.7. Вибір обмежувачів перенапруг

Для захисту обладнання від комутаційних перенапруг застосовуються обмежувачі перенапруги (ОПН). У даному дипломному проекті ОПН вибираються за типом і номінальній напрузі.

Приймаємо до установки на ВРП 330 кВ, обмежувач перенапруг типу EXLIM P 420.

2.8. Релейний захист блоку турбогенератора ТГВ – 300 – 2У3

2.8.1. Розрахунок уставок захисту

Захист виконується трифазною, трирелейним з реле типу ДЗТ-11/5, мають робочу обмотку $W_{роб} = 144$ витка. Для захисту використовуються трансформатори струму, встановлені на лінійних виводах генератора.

Максимальне значення первинного струму небалансу $I_{\text{нб.мах.рас}}$ в сталому режимі протікання через трансформатори струму зовнішнього максимального струму $I_{\text{зов.рас.мах}}$.

$$I_{\text{нб.мах.рас}} = k_{\text{од}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{зов.рас.мах}};$$

де $k_{\text{од}} - 1$ коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

$\varepsilon - 0,1$ повна похибка трансформаторів струму.

$I_{\text{зов.рас.мах}}$ — визначається максимальним струмом зовнішнього КЗ:

$$I_{\text{зов.рас.мах}} = I_{\text{кз}}^{(3)} = \frac{1}{x_d''} \cdot I_{\text{ном.г}} = \frac{1}{0,195} \cdot 10200 = 52,3 \text{ кА};$$

$$I_{\text{нб.мах.рас}} = 1 \cdot 0,1 \cdot 52,3 = 5,23 \text{ кА}.$$

Робоча магніторушійна сила $F_{\text{роб}}$ визначається при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{\text{роб}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.мах.рас}}}{k} \cdot \omega_{\text{роб}};$$

де $k_{\text{отс}} - 1,6$ коефіцієнт відстройки;

k — коефіцієнт трансформації трансформатора струму з боку лінійних виводів генератора;

$\omega_{\text{роб}}$ — число використовуваних витків робочої обмотки.

$$F_{\text{роб}} = \frac{1,6 \cdot 5,23}{12000/5} \cdot 144 = 502,08 \text{ А};$$

Тормозна магніторушійна сила $F_{\text{тор}}$ визначається за формулою апроксимації:

$$F_{\text{тор}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1} = 136 \cdot \sqrt{\frac{502,08^2}{100^2} - 1} = 669,15 \text{ А}.$$

Вторинне значення струму тормозної обмотки:

$$I_{\text{тор.в}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{k} = \frac{52300}{12000/5} = 21,79 \text{ А}.$$

Число витків тормозної обмотки:

$$\omega_{\text{торм.рас}} = \frac{F_{\text{тор}}}{I_{\text{тор.в}}} = \frac{669,15}{21,79} = 30,7.$$

Ціле число витків тормозної обмотки:

$$\omega_{\text{торм.уст}} = 31.$$

Чутливість розглянутого захисту не перевіряється, так як вона забезпечується з великим запасом.

2.8.2. Захист напруги і третьої гармоніки без зони нечутливості ЗЗГ-1

Захист підключений до трансформатора напруги з боку лінійного вивода і від трансформатора напруги з боку виводів нейтралі. Захист має два органи: максимальне реле напруги першої гармоніки і реле напруги третьої гармоніки, іменоване реле гальмування.

В умовах проектування визначення параметрів не проводиться, так як вони не впливають на вибір апаратури. Захист діє з незалежною витримкою часу близько 0,5 секунд.

2.8.3. Одноступінчата дистанційний захист з незалежною витримкою часу

Для захисту використовується одне з трьох реле опору, блок реле типу КРС–2. Реле включається на різницю фазних струмів від трансформаторів струму, встановлених на стороні нульових виводів, і на міжфазну напругу від трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора.

Опір спрацьовування захисту. При використанні кругової характеристики опору спрацьовування захисту при куті максимальної чуттєвості визначається за виразом:

$$Z_{\text{сз}} = \frac{Z_{\text{нав}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}} \cdot \cos(\varphi_{\text{н}} - \varphi_{\text{нав}})};$$

де $k_{\text{отс}}$ – 1,2 коефіцієнт відстрочки;

$k_{\text{в}}$ – 1,05 коефіцієнт повернення реле;

$\varphi_{\text{н}}$ – 80° кут максимальної чуттєвості;

$\varphi_{\text{нав}} - 35,3^\circ$ в залежності від $\cos \varphi = 0,85$.

$$Z_{\text{нав}} = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр.мах}}};$$

де U_{\min} — мінімальне значення первинної міжфазної напруги в місці установки захисту;

$I_{\text{нагр.мах}}$ — максимальне значення первинного струму генератора.

$$U_{\min} = 0,95 \cdot U_{\text{Г.НОМ}} = 0,95 \cdot 20 = 19 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{нагр.мах}} = 1,5 \cdot I_{\text{Г.НОМ}} = 1,5 \cdot 10200 = 15300 \text{ А};$$

$$Z_{\text{нав}} = \frac{1,9 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15300} = 0,717 \text{ Ом};$$

$$z = \frac{0,95}{1,5} = 0,635;$$

$$z = \frac{0,635}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 35,3^\circ)} = 0,66;$$

$$Z_{\text{сз}} = \frac{0,717}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(80^\circ - 35,3^\circ)} = 0,738 \text{ Ом}.$$

2.8.4. Струмовий захист зворотній послідовності з інтегрально-залежною характеристикою

Захист здійснюється з одним фільтр — реле струму зворотної послідовності типу РТФ-6М, яке містить такі елементи:

- 1) пусковий орган без витримки часу, що забезпечує пуск і повернення інтегрального органу;
- 2) інтегральний орган з інтегрально залежною витримкою часу.

Захист за РТФ-6М виконується з двома ступенями витримки часу.

Отключення вимикача вищої напруги виконується першою сходинкою.

- 3) орган "відсічення І", що спрацьовує без витримки часу;
- 4) орган "відсічення ІІ", що спрацьовує без витримки часу;
- 5) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу.

Первинний струм спрацьовування пускового органу вибирається за

умовою забезпечення надійного пуску інтегрального органу при максимальній витримці останнього, рівний 600 секунд, що приблизно відповідає $I_{с.з} \approx 0,1 \cdot I_{г.ном}$:

$$I_{с.з} = 0,1 \cdot 10200 = 1020 \text{ А.}$$

Розрахунок параметрів спрацювання інтегрального органу зводиться до визначення уставки А і вибору виконання реле РТФ–6М.

А – постійна величина, що встановлюється заводом виробником і рівний допустимій тривалості струму зворотної послідовності в статорі, рівного номінальному струму статора. Для турбогенераторів до 1000 МВт значення А = 5–10 секунд укладається в діапазон першого виконання реле РТФ–6М.

Первинний струм спрацювання органу "відсічення І" вибирається з умов погодження з захистами, встановленими в мережі. Первинний струм спрацювання органу "відсічення ІІ" за умовами поділу приймається рівним:

$$I_{сз2 \text{ I}} = 0,5 \cdot I_{г.ном} = 0,5 \cdot 10200 = 5100 \text{ А.}$$

Первинний струм спрацювання органу "відсічення ІІ" з умов достатньої чутливості при двофазному короткому замиканні на виводах генератора в надперехідному режимі і визначається за виразом:

$$I_{сз2 \text{ II}} = \frac{I_2^{(2)}}{k};$$

де $I_2^{(2)}$ – струм зворотної послідовності при двофазному короткому замиканні на виводах генератора;

k – 1,2 коефіцієнт чуттєвості.

Витримка часу органу "відсічення ІІ" вибирається за умовою погодженням з основними захистами генератора.

Первинний струм спрацювання сигнального органу приймається рівним:

$$I_{сз2 \text{ с}} = 0,05 \cdot I_{г.ном} = 0,05 \cdot 10200 = 510 \text{ А.}$$

2.8.5. Максимальний струмовий захист з незалежною витримкою часу

Захист здійснюється струмовим реле з високим коефіцієнтом повернення типу РТВК і реле часу і діє на сигнал.

Струм спрацьовування захисту:

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{г.ном} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 10200 = 10818,18 \text{ А};$$

де $k_{отс}$ – 1,05 коефіцієнт відстрочки;

$k_{в}$ – 0,99 коефіцієнт повернення реле типу РТВК;

Витримка часу узгоджується з захистами, діючими на відключення.

2.8.6. Струмовий захист з двома ступенями інтегрально–залежної витримки часу

Захист здійснюється за допомогою блоку – реле РЗР–1М. Блок – реле містить такі елементи:

- 1) вхідний перетворювальне пристрій;
- 2) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу;
- 3) пусковий орган, що спрацьовує без витримки часу;
- 4) інтегральний орган, що діє з двома ступенями витримки часу в

залежності від накопичення тепла в обмотці збудження при перевантаженні та охолодження після перевантаження.

У вхідному перетворюючому пристрої налаштування здійснюється так, щоб:

$$\frac{I_{рот.ном.в}}{I_{рзр.ном}} = 0,7 \div 1,2;$$

де $I_{рот.ном.в}$ – вторинний номінальний струм ротора, рівний $\frac{I_{рот.ном}}{k_{тпт}}$;

$I_{рот.ном}$ – первинний номінальний струм ротора;

$k_{тпт}$ – коефіцієнт трансформації;

$I_{рзр.ном}$ – номінальний струм пристрою РЗР, рівний 2,5 А.

Сигнальний орган. Діапазон регулювання уставки 1,0 – 1,2 номінального струму збудження. Рекомендована уставка 1,05. Витримка часу 10 с.

Пусковий орган. Діапазон регулювання уставки 1,05 – 1,25 від номінального струму збудження. Рекомендована уставка 1,1.

Інтегральний орган. Зміна уставок інтегрального органу не виконується.

2.8.7. Максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу

В якості пускового органу використовується реле напруги РН–58/200 з коефіцієнтом повернення $k_v \geq 0,85$. Для блокування захисту використовується реле струму типу РТ–40/Р. Реле напруги включається на міжфазну напругу трансформатора напруги на виводах генератора.

Напруга спрацьовування пускового органу приймається:

$$U_{сз} = 1,2 \cdot U_{Г.ном} = 1,2 \cdot 20 = 24 \text{ кВ.}$$

Первинний струм спрацьовування блокуючого реле:

$$I_{с.з} \approx 0,1 \cdot I_{Г.ном};$$

$$I_{с.з} = 0,1 \cdot 10200 = 1020 \text{ А.}$$

Витримка часу $t_{с.з} = 3 \text{ с.}$

2.8.8. Поперечний диференційний захист

Для захисту від виткових замикань в обмотці статора з двома паралельними гілками застосовують односистемний поперечний диференційний захист, що реагує на різницю сумарних струмів трьох фаз у зазначених паралельних гілках.

Цей захист реагує на замикання між гілками однієї фази, між гілками різних фаз і між витками однієї гілки.

Захист виконується на струмовому реле типу РТ–40 з фільтром вищих гармонік.

Струм спрацьовування захисту при проектуванні, приймається:

$$I_{сз} = 0,2 \cdot I_{г.ном} = 0,2 \cdot 10200 = 2,04 \text{ кА};$$

Струм спрацьовування на вході реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{k_I};$$

де k_I – коефіцієнт трансформації трансформатора струму приймається рівним 1500/5.

$$I_{ср} = \frac{2040}{1500/5} = 6,8 \text{ А.}$$

2.8.9. Захист від втрати збудження

Захист, що реагує на опір на виводах генератора, виконується за допомогою реле опору з круговою характеристикою.

Для запобігання спрацьовувань реле при порушеннях синхронізму його кругова характеристика зміщується. Це зміщення приймається рівним:

$$z_{*см} = 0,4 \cdot x'_d = 0,4 \cdot 0,3 = 0,12;$$

з тим, щоб забезпечити спрацьовування реле при асинхронному режимі турбогенератора з повним навантаженням і замкнутою накоротко обмоткою ротора.

Діаметр окружності характеристики приймається рівним:

$$z_{*уст} = 1,1 \cdot x_{*d} = 1,1 \cdot 2,195 = 2,414;$$

Кут максимальної чутливості:

$$\varphi_{max} = 265^\circ \div 266^\circ.$$

Для відбудови від спрацьовувань при порушенні динамічної стійкості і асинхронному ході в системі захист виконується з витримкою часу 1 – 2 с.

Для захисту від втрати збудження використовується друге реле опираючись на комплект КСР-2 (на першому виконується дистанційний захист від симетричних КЗ). Він включається на різницю струмів $I_B - I_C$ та напруга $U_{вс}$.

Для запобігання зайвих спрацьовувань при зовнішніх несиметричних КЗ в її вихідному ланцюзі передбачається блокування від сигнального органу ступінчастого струмового захисту зворотній послідовності.

2.8.10. Поздовжня диференційний захист трансформатора

Захист ДЗТ–21 передбачається на трансформаторах блоків в якості основного захисту від усіх видів КЗ. Володіє високою чутливістю ($I_{сз} = 0,3 \cdot I_{г.ном}$) завдяки застосуванню для відбудови від струмів включення поєднання часу імпульсного принципу і гальмування струмом другої гармоніки. Комплектно із захистом ДЗТ – 21 можуть поставлятися два типи автотрансформаторів для розширення діапазону вирівнювання струмів плечей захисту.

Розрахунок захисту починається з визначення номінальних струмів захищеного трансформатора у вторинних колах трансформаторів струму за виразом:

$$I_B = I_{ном} \cdot \frac{k_{сх}}{k_I};$$

де $I_{ном}$ – номінальний струм трансформатора;

$k_{сх} = \sqrt{3}$ коефіцієнт схеми;

k_I – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму, дорівнює 2000/1.

Тоді номінальний струм трансформатора:

$$I_{B.B} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot \frac{k_{сх}}{k_I} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2000/1} = 0,6 \text{ А.}$$

Так як значення $I_{B.B}$ для плеча захисту виходить за межі діапазону номінальних струмів трансформатора струму (2,5 - 5 А) більш ніж на 0,5 А, то в цьому плечі необхідна установка підвищувального автотрансформатора з $I_{отв.АТ} = 0,34 \text{ А}$.

Коефіцієнт трансформації автотрансформатора:

$$k_{I \text{ АТ}} = \frac{I_{ном.АТ}}{I_{отв.АТ}};$$

де $I_{\text{ном.АТ}}$ – номінальний струм відгалуження, що приєднується до захисту ($I_{\text{ном.АТ}} = 2,5 \text{ А}$).

$$k_{I \text{ АТ}} = \frac{2,5}{0,34} = 7,35;$$

Струм, що подається на захист:

$$I'_B = k_{I \text{ АТ}} \cdot I_{\text{в.в}} = 7,35 \cdot 0,6 = 4,41 \text{ А.}$$

Для плеча захисту вибираємо відгалуження з $I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ А}$.

Мінімальний струм спрацьовування захисту визначається за виразом:

$$I_{* \text{сз min}} = 0,3 \cdot \frac{I'_B}{I_{\text{отв.раб}}} = 0,3 \cdot \frac{4,41}{2,5} = 0,52.$$

Номінальний струм трансформатора у вторинних ланцюгах з боку генераторної напруги дорівнює:

$$I_{\text{вн}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot \frac{1}{2000/5} = 4,9 \text{ А.}$$

$$I_{\text{отв.раб.рас}} = 4,9 \cdot \frac{2,5}{4,41} = 2,7 \text{ А.}$$

Для плеча захисту вибираємо відгалуження з $I_{\text{ном}} = 4,25 \text{ А}$.

$$I_{* \text{ср min}} = 0,3 \cdot \frac{4,9}{4,25} = 0,346.$$

Номінальний струм трансформатора у вторинних ланцюгах з боку ТВП:

$$I_{\text{в ТВП}} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} \cdot \frac{1}{3000/5} = 19,6 \text{ А.}$$

У цьому плечі необхідна установка понижуючого автотрансформатора з $k_{I \text{ птр}} = 4$;

$$I_{\text{отв.раб.рас}} = \frac{19,6}{4} \cdot \frac{2,5}{4,41} = 2,77 \text{ А.}$$

Для плеча захисту вибираємо відгалуження з $I_{\text{ном}} = 4,25 \text{ А}$.

Вибираємо уставку реле $I_{* \text{ср min}} = 0,35$.

У захисті трансформаторів блоків використовується один ланцюг процентного гальмування. При цьому відгалуження трансформатора струму ТТ1 вибирається за умовою:

$$I_{\text{отв.т}} = 0,5 \cdot I'_{\text{в}}.$$

Вибираємо відгалуження з $I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ А}$.

$$I_{\text{т}} = 0,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{отв.т}} = 2,5 \text{ А}.$$

Для вибору уставки коефіцієнта гальмування визначається розрахунковий струм небалансу:

$$I_{\text{нб.розр}} = I'_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}}.$$

Складова $I'_{\text{нб}}$ обумовлена похибками трансформаторів струмів і розраховується за виразом:

$$I'_{\text{нб}} = k_{\text{апер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к max}};$$

де $k_{\text{апер}} - 1$ коефіцієнт, що враховує перехідний процес;

$k_{\text{одн}} - 1$ коефіцієнт однотипності трансформаторів струму;

$\varepsilon - 0,1$ відносне значення повної похибки трансформаторів струму;

$$I_{\text{к max}} = 77,1 \text{ кА}.$$

$$I'_{\text{нб}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 77,1 = 7,71 \text{ кА}.$$

Струм $I'''_{\text{нб}}$ обумовлений неточністю вирівнювання струмів в плечах захисту.

$$I'''_{\text{нб}} = \frac{I_{\text{отв.раб.рас}} - I_{\text{отв.раб}}}{I_{\text{отв.раб.рас}}} \cdot \beta \cdot I_{\text{к max}};$$

де $I_{\text{отв.раб.рас}} -$ розрахункове значення номінального струму відгалуження;

$I_{\text{отв.раб}} -$ номінальний струм обраного відгалуження;

$\beta - 1$ коефіцієнт струморозподілу.

$$I'''_{\text{нб}} = \left| \frac{2,77 - 4,25}{2,77} \right| \cdot 1 \cdot 77,1 = 41,2 \text{ А}.$$

$$I_{\text{нб.рас}} = 7,71 + 41,2 = 48,9 \text{ А}.$$

Коефіцієнт гальмування дорівнює:

$$k_T = \frac{(5 \cdot 48,9 \cdot 1,6 \cdot 1 \cdot 10^3 / (12000 \cdot 4,25) - 0,35)}{0,5 \cdot 77,1 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot \frac{7,35}{330 \cdot 2000 \cdot 2,5} - 0,6} = 0,64.$$

2.8.11. Газовий захист

Використовується реле типу РГЧЗ – 66. Газове реле містить два елементи – сигнальний і відключаючий. Сигнальний елемент спрацьовує при пошкодженнях, що супроводжуються слабким газоутворенням після накопичення певного обсягу газу в реле. При значному пошкодженні, що викликає бурхливе виділення газу, підвищується тиск всередині бака і створюється перетік масла в сторону розширювача, що впливає на відключаючий елемент. Останній спрацьовує при перевищенні заданої швидкості потоку масла. При цьому газ з бака трансформатора потрапляє в газове реле і викликає спрацьовування сигнального елемента пізніше дії відключаючого елемента.

2.8.12. Струмовий захист нульової послідовності з незалежною витримкою часу

Захист виконується двоступінчастим з двома комплексами струмових захистів з різними значеннями струму спрацьовування. Кожен комплект виконується з одним реле струму, приєднаними до трансформатора струму в ланцюзі заземлення трансформатора, і реле часу з двома витримками часу.

Первинний струм спрацьовування комплекту I вибирається по меншому з двох умов:

$$I_{сз I} = I_{г.ном} / R_{отс};$$

$$R_{отс} = 1,5;$$

$$I_{сз I} = I_{сз II} / R_{отс};$$

$$I_{сз II} = R_{отс} \cdot R_T \cdot I_{сз эл min};$$

де $I_{сз эл min}$ – мінімальний первинний струм спрацьовування захисту ліній;

R_T – коефіцієнт струморозподілу.

Витримка часу для дії по ланцюгу прискорення $t_{\text{сз пр}} \leq 0,5 \text{ с.}$

Витримка часу на поділ приймається більшою з розрахованих за двома умовами:

$$t_{\text{сз 1}} = t_{\text{сз эл max}} + \Delta t;$$

$$t_{\text{сз 2}} = t_{\text{сз пр}} + \Delta t.$$

Витримка часу першого ступеня комплекту II:

$$t_{\text{сз 1}} = t_{\text{сз дел}} + \Delta t;$$

Витримка часу другого ступеня комплекту II:

$$t_{\text{сз 2}} = t_{\text{сз 1}} + \Delta t;$$

Коефіцієнт чутливості:

$$k \approx 1,2.$$

Замість старої електромеханічної бази релейного захисту, рекомендується на перспективу переобладнання на мікропроцесорну.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту являються суттєво більш надійними в порівнянні з пристроями релейного захисту попереднього покоління, так як містять значно меншу кількість елементів, і ці елементи значно менш схильні к фізичному старінню. Мікропроцесорні пристрої також містять меншу кількість внутрішніх з'єднань.

Пристрої захисту на електромеханічних реле не дозволяють забезпечити виконання технічних вимог, що пред'являються сьогодні до релейного захисту, й подальше існування електроенергетики вже неможливе без мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

3. ОХОРОНА ПРАЦІ

3.1. Аналіз небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Досліджувальним об'єктом є відкритий розподільчий пристрій напругою 330 кВ, з силовим обладнанням:

- 1) силові трансформатори ТДЦ–400000/330;
- 2) автотрансформатори АТДЦН–400/330/165;
- 3) елегазові вимикачі HPL – 420 – В2;
- 4) трансформатори струму JOF362G;
- 5) трансформатори напруги ECF – 362;
- 6) роз'єднувачі NSA – 420/3150 D;
- 7) ОПН EXLIM P 420;
- 8) розрядники PBMK–330П.

ВРП 330 кВ станції виконується за схемою дві робочі системи шин з обхідною. Вимикачі в першому ряду вздовж дороги. Проводи розташовані в трьох ярусах на висоті близько 6; 11; 16,5 метрах від рівня землі. Конструкція опор залізобетонна з відтяжками. Відстань між точками підвісу проводів 2,5 метра. Підвищувальні трансформатори розташовані на залізничній колії вздовж машинного залу.

При експлуатації ВРП 330 кВ основною небезпекою є можливість ураження людини електричним струмом внаслідок дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, а також при попаданні під крокову напругу і напругу дотику.

Ідентифікація та аналіз шкідливих виробничих факторів і небезпеки при експлуатації ВРП 330 кВ станції зводимо до таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Шкідливі й небезпечні фактори ВРП 330 кВ

Найменування факторів	Носій небезпечного фактору	Коло осіб на яких можлива дія фактору	Можливі наслідки
Пожежонебезпечні	Трансформатори, територія ВРП.	Оперативний, ремонтний і обслуговуючий персонал.	Опіки, травми, іноді летальний результат.

Продовження табл. 3.1.

Найменування факторів	Носій небезпечного фактору	Коло осіб на яких можлива дія фактору	Можливі наслідки
Електрична небезпека. Дія електричного поля.	Струмopовідні частини станції, ВРП 330кВ.	Оперативний, ремонтний і обслуговуючий персонал.	Опіки, електротравми, іноді летальний результат. Головні болі, загальне погіршення самопочуття, нудота.
Механічна дія	Роз'єднувачі	Оперативний, ремонтний і обслуговуючий персонал.	Травми різної тяжкості, іноді летальний результат.
Шкідливі виділення	Трансформаторне масло й пари.	Ремонтний та обслуговуючий персонал.	Отруєння, головний біль, нудота, блювота, стомлення.

3.2. Інженерно – технічні заходи щодо усунення небезпечних факторів

Згідно ПУЕ мережа напругою 330 кВ виконана трьох провідною з глухо заземленою нейтраллю через малий опір. Застосування глухого заземлення нейтралі стабілізує напругу фаз по відношенню до землі і в зв'язку з цим зменшує перенапруження. В даному випадку створюється безпосередньо заземлення нейтралей частини трансформаторів електричної системи. Від числа заземлених трансформаторів, їх параметрів і місця в електричній системі залежить значення опору нульової послідовності щодо місця замикання фази на землю. Опір прямого і зворотної послідовностей визначають електричні величини при замиканні фази на землю і, зокрема, напруги непошкоджених фаз і струм однофазного короткого замикання.

Для захисту персоналу станції від ураження електричним струмом передбачаються наступні заходи з техніки безпеки:

- 1) для обладнання напругою 330 кВ передбачається заземлення корпусу;

2) заземленню підлягають корпуса трансформаторів, вимикачів (привід), розташованих на території ВРП, заземлення підключається до загального контуру заземлення;

3) з метою виключення дотику або небезпечного наближення до неізолюваних частин електричного обладнання передбачається забезпечення безпеки людей шляхом:

- огороженням;
- розташування струмоведучих части на недоступній висоті й місці;
- блокування:

1) оперативне, виключає можливість — включення вимикачів на заземлювальні ножі і короткозамикачі; включення заземлюючих ножів на ошиновку, що не відокремлена роз'єднувачами від ошиновки, які знаходиться під напругою;

2) схема електромагнітного блокування виконана з урахуванням наявності у всіх роз'єднувачів та вимикачів електричних приводів, а у всіх заземлюючих роз'єднувачів ручних приводів;

3) механічне блокування між роз'єднувачами і заземлювальними ножами вузлових трансформаторів напруги та лінійних трансформаторів напруги ВРП — 330 кВ, виконана у вигляді дисків з вирізами, насаджених на вали приводів цих роз'єднувачів. Це блокування не допускає включення заземлюючих ножів при включених головних роз'єднувачах і навпаки.

Для запобігання ураження персоналу струмом весь переносний інструмент має рукоятки з ізолюючого матеріалу.

Захист персоналу від впливу електромагнітних полів

Для зменшення дії електричного поля на персонал, що обслуговує ВРП застосовуються такі методи:

— заземлені троса, які підвішуються в робочій зоні під струмоведучими проводами;

— збільшення висоти підвісу фазних проводів (проводи розташовані в трьох ярусах на висоті близько 6; 11; 16,5 метрах від рівня землі);

— обладнання яке потребує обслуговування персоналом для зняття технічних показників, ремонту, підлягають встановленню екрануючих козирків у робочих місцях, козирки обов'язково повинні бути заземлені;

— при виконанні лінійних робіт: ревізії кріплення гірлянд, заміни ізоляторів та ін., застосовують ізолюючі колиски та ізолюючі сходи. За допомогою колиски напруженість поля вдається знизити до безпечних значень.

— у якості індивідуальних засобів захисту застосовується одяг, що екранує, — металізований струмопровідний костюм. Представляючи собою електричну замкнену систему. Тривалість роботи в одязі, що екранує, не обмежується.

3.3. Розрахунок захисного заземлення ВРП 330 кВ

Вихідні дані для розрахунку заземлення ВРП:

- 1) номінальна напруга заземленого обладнання $U_n = 330$ кВ;
- 2) струм однофазного короткого замикання $I_{н0}^{(1)} \approx 15$ кА;
- 3) мережа виконана з глухо заземленою нейтраллю;
- 4) площа займана заземлювачем $S = 180 \times 380$ м = 68400 м² — площа ВРП;
- 5) розрахункові питомі опори верхнього й нижнього шару землі $\rho_1 = 200$ Ом · м (супісок), $\rho_2 \approx \rho_1 = 200$ Ом · м (супісок), кліматичний коефіцієнт $\Psi = 2$. Товщина верхнього шару землі $H = 1,8$ м;
- 6) в якості природних заземлювачів використовуємо систему тросо — опори чотирьох відходящих від ВРП повітряних ліній напругою 330 кВ, на металічних опорах с довжиною прольоту $l = 325$ м. Кожна лінія має $n_{тр} = 2$ грозозахисних троси перетином $S_{тр} = 50$ мм².

Розрахунок

Визначимо необхідний опір заземлювача. Згідно ПУЕ для мережі з заземленою нейтраллю заземлювальний пристрій, який виконується з дотриманням вимог до його опору, повинен мати в будь — який час року опір

не більше 0,5 Ом, включаючи опір природних заземлювачів. Прийmemo допустиме значення заземлювального пристрою 0,5 Ом. Напруга на заземлювальному пристрої при стікання з нього струму замикання на землю не повинна перевищувати 10 кВ.

Визначимо опір природного заземлювача:

$$R_{\Pi} = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{оп}} \cdot 0,15 \cdot l}{S_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}}} = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{15 \cdot 0,15 \cdot 325}{50 \cdot 2}} = 0,67 \text{ Ом.}$$

Де $R_{\text{оп}} = 15$ Ом найбільший допустимий опір заземлювального пристрою опор при питомому опорі землі 100 Ом. При порівнянні R_{Π} та R_3 видно, що $R_{\Pi} = 0,67 \text{ Ом} > R_3 = 0,5 \text{ Ом}$ відповідно, потрібно паралельно з природним заземлювачем встановлювати штучний заземлювач.

Визначимо опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = \frac{R_{\Pi} \cdot R_3}{R_{\Pi} - R_3} = \frac{0,67 \cdot 0,5}{0,67 - 0,5} = 1,97 \text{ Ом.}$$

Заземлювач виконуємо з горизонтальних полосових електродів перетином 4×40 мм і вертикальних стрижневих електродів довжиною $l_{\text{в}} = 5$ м розташованих по периметру заземлювача, через 15 метрів, діаметром $d = 12$ мм, глибина залягання електродів в землю $h = 0,8$ м.

Сумарна довжина горизонтальних полосових електродів складає 19 полос довжиною 380 м, та 14 полос довжиною 180 м:

$$L_{\Gamma} = 14 \cdot 180 + 19 \cdot 380 = 9740 \text{ м.}$$

Кількість вертикальних стрижневих електродів $n_{\text{в}} = 74$ шт.

Складаємо розрахункову модель заземлювача у вигляді квадратної сітки з площею рівній площі попередньої схеми заземлення $S = 68400 \text{ м}^2$.

Довжина однієї сторони складає $\sqrt{S} = 261,5$ м.

Кількість ячеек по одній стороні заземлювача:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{9740}{2 \cdot 261,5} - 1 = 17,62 \text{ шт.}$$

Приймаємо $m = 18$ шт.

Уточнюємо сумарну довжину горизонтальних електродів:

$$L_{\Gamma} = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (18 + 1) \cdot 261,5 = 9937 \text{ м.}$$

Довжина сторони ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{261,5}{18} = 14,5 \text{ м.}$$

Відстань між вертикальними електродами:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n_{\text{в}}} = \frac{4 \cdot 261,5}{74} = 14,1 \text{ м.}$$

Сумарна довжина вертикальних електродів:

$$L_{\text{в}} = n_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} = 74 \cdot 5 = 370 \text{ м.}$$

Відносна глибина заглиблення в землю вертикальних електродів:

$$t_{\text{від}} = \frac{l_{\text{в}} + h}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{261,5} = 0,022.$$

Відносна довжина верхньої частини вертикальних електродів:

$$L_{\text{від}} = \frac{H - h}{l_{\text{в}}} = \frac{1,8 - 0,8}{5} = 0,2.$$

Розрахунковий еквівалентний питомий опір ґрунту:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1 \cdot \Psi}{\rho_2} \right)^{\Delta} = 200 \cdot \left(\frac{200 \cdot 2}{200} \right)^{0,24} = 236,2 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Де Δ :

$$\begin{aligned} \Delta &= 0,43 \cdot \left(L_{\text{від}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right) = 0,43 \cdot \left(0,2 + 0,272 \cdot \ln \frac{14,1 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) \\ &= 0,24. \end{aligned}$$

Розрахунковий опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\Gamma} + L_{\text{в}}} = 0,425 \cdot \frac{236,2}{261,5} + \frac{236,2}{9937 + 370} = 0,41 \text{ Ом.}$$

Де A :

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{від}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,022 = 0,425.$$

$$U_3 = I_{\text{п0}}^{(1)} \cdot R_{\text{ш}} = 15 \cdot 0,41 = 6,15 \text{ кВ.}$$

Таке значення напруги допустиме, так як не перевищує значення 10 кВ

згідно ПУЕ.

Напруга дотику:

$$U_d = I_{п0}^{(1)} \cdot R_{ш} \cdot \alpha_1 = 15000 \cdot 0,41 \cdot 0,05 = 307,5 \text{ В.}$$

Де α_1 :

$$\alpha_1 = M(\mu) \cdot T^{-\mu} = 0,62 \cdot 10,8^{-2} = 0,05.$$

$$M = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{400}{200} = 2 \text{ тоді } M = 0,62.$$

Де T :

$$T = \frac{(h + l_v - H) \cdot L_\Gamma}{a \cdot \sqrt{S}} = \frac{(0,8 + 5 - 1,8) \cdot 9937}{14,1 \cdot 261,5} = 10,8 \text{ Ом.}$$

Умова $U_d = 307,5 \text{ В} < U_{н. доп} = 400 \text{ В}$ виконується.

Де $U_{н. доп}$ — найбільша допустима напруга дотику при аварійному режимі в електроустановках змінного струму напругою вище 1000 В (тривалість дії струму 0,2 с).

3.4. Пожежна профілактика та безпека в надзвичайних ситуаціях

ВРП 330 кВ

Згідно ПУЕ класифікація пожежонебезпечних зон – ВРП відповідає зоні класу II – III розташування на відкритому повітрі, горючі рідини (трансформаторне масло) з температурою спалаху вище 61 ° C або тверді горючі речовини.

Найбільшу пожежну небезпеку на відкритому розподільчому пристрої становлять силові трансформатори.

Пожежі в трансформаторах виникають через пошкодження маслонаповнених вводів через пробій внутрішньої ізоляції, короткими замиканнями, перевантаження.

А також пожежі можуть виникнути за наступних неелектричних причин: недотримання персоналом правил пожежної безпеки.

Заходи забезпечення пожежобезпеки

Стаціонарні засоби пожежогасіння повинні мати засуви з автоматичним управлінням і включатися в роботу у разі спрацьовування захисту від внутрішніх пошкоджень .

Максимально допустима температура верхніх шарів масла для трансформаторів без примусової циркуляції масла повинна бути не більше 95 °C, а перевищення температури масла над температурою навколишнього повітря – не більше 60 °C.

Дуттєве охолодження трансформаторів має включатися при навантаженні вище 100 % незалежно від температури масла і при температурі масла вище 55 ° C незалежно від навантаження.

Так як на ВРП встановлені вздовж чотири силові трансформатори типу ТДЦ – 400000/330 відстань між якими 30 м, передбачено встановлення бетонних перешкод з обох сторін кожного трансформатора, у разі загоряння одного з них горюче мастило не заподіє шкоди іншим.

Біля трансформаторів встановлюються ящики з піском, передбачено п'ять порошкових вогнегасників типу ВП – 8, чотири порошкових переносних вогнегасника типу ВПП– 90, пожежний гідрант.

Дії персоналу при виникненні пожежі на ВРП

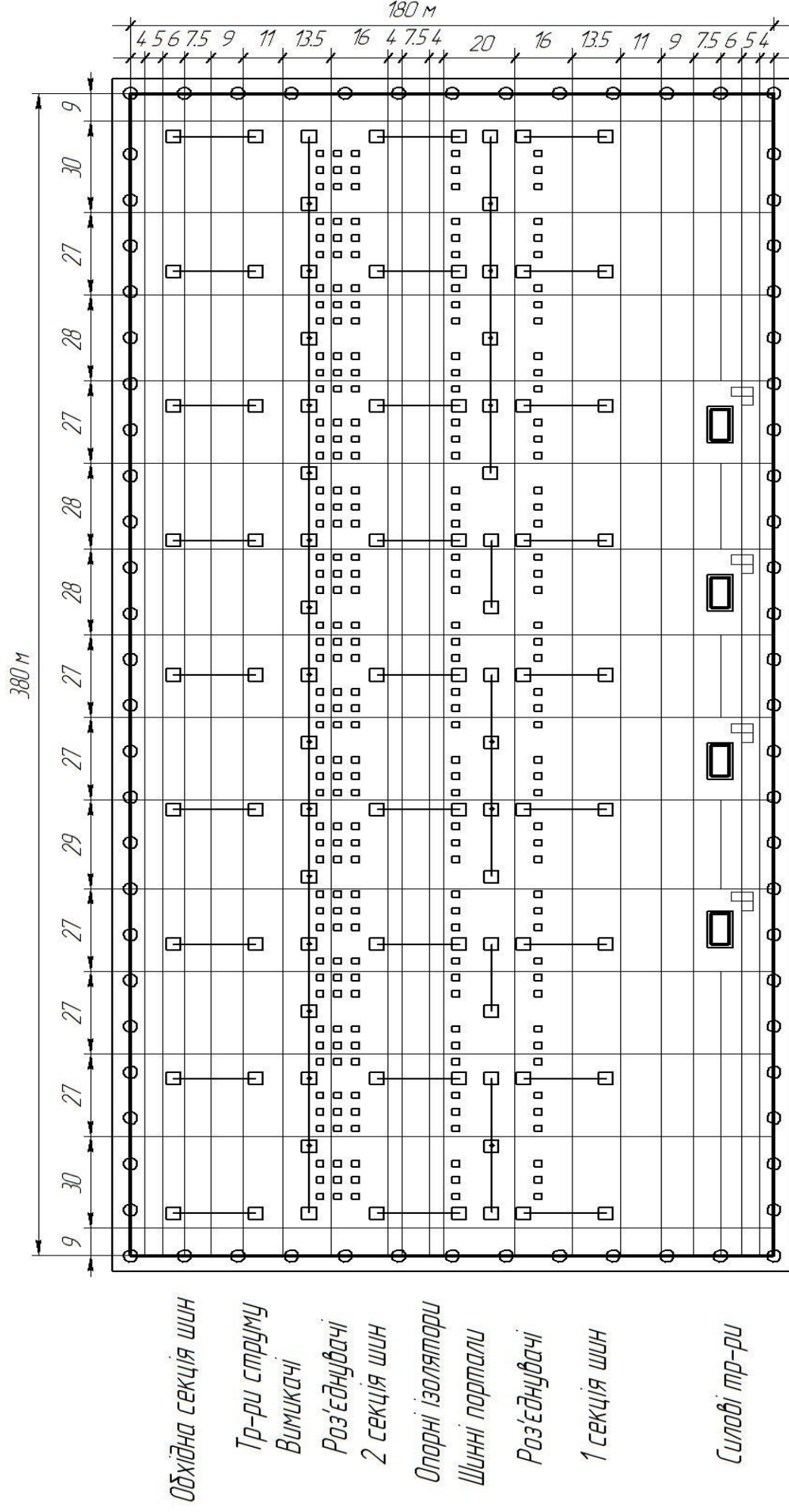
Порядок дій при пожежі:

1) При виникненні пожежі на ВРП перший хто помітив загоряння повинен (в даному випадку загоряння трансформатору) негайно повідомити про це начальнику зміни (диспетчеру або черговому по електростанції), старшому зміни і приступити до гасіння пожежі наявними засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки .

2) Отримавши первинну інформацію про пожежу, черговий, диспетчер, начальник зміни або інша посадова особа зобов'язані негайно повідомити про це в пожежну охорону, керівництву об'єкта, а також диспетчеру енергосистеми.

3) Перед гасінням трансформатору, він повинен бути відключений від мережі з усіх боків і заземлений. Після зняття напруги, гасіння пожежі слід проводити будь – якими засобами пожежогасіння (розпиленою водою, повітряно–механічною піною, вогнегасниками).

4) Під час розвинутої пожежі на трансформаторі необхідно захищати від дії високої температури водними струменями металеві опори, портали, сусідні трансформатори та інше обладнання, при цьому в зоні дії водяних струменів з найближчого устаткування і розподільних має бути знята висока напруга і вони повинні бути заземлені.



Машинна зала ТЕС

Рис. 3.1. Схема заземлення ВРП 330 кВ

4. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

Вступ

У дипломній роботі передбачається створення безпечної, якісної, надійної та економічної схеми ВРП 330 кВ.

Запропоновано заходи, які суттєво дозволять:

- полегшити оперативні перемикання;
- зменшити втрати потужності та енергії в електричних мережах;
- зменшити небезпеку пожежі та вибуху.

В схемі ВРП встановлено 4 елегазових вимикача типу HPL – 420 – В2.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальних витрат виконаємо за показниками вартості нового запропонованого обладнання.

Вартість монтажно-налагоджувальних робіт складає 10% від вартості електрообладнання.

Транспортно-заготівельні і складські витрати приймаються у відсотках від вартості обладнання, конструкцій і становлять 7%.

Планові накопичення визначаються у розмірі 10% від вартості монтажних робіт.

Капітальні витрати розраховуються наступним чином:

$$K = K_{об} + K_{тр} + K_{мн} + K_{п}$$

де, $K_{об}$ - вартість обладнання, грн;

$K_{тр}$ - транспортно-заготівельні і складські витрати, грн;

$K_{мн}$ - витрати на монтажно-налагоджувальні роботи, грн;

$K_{п}$ - планові накопичення, грн.

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 за даними заводів-виробників та представників ринку електрообладнання.

Таблиця 3.1 Економічні показники

№	Найменування	Питомі капітальні витрати	Кількість., шт	Капітальні витрати, тис.грн
1	Елегазовий вимикач типу HPL – 420 – В2	800 тис.грн./шт	4	3200,0
Усього				3200,0

Монтажно-налагоджувальні роботи:

$$K_{\text{мн}} = 0,1 \cdot K_{\text{об}} = 0,1 \cdot 3200,0 = 320 \text{ тис. грн.}$$

Транспортно заготівельні і складські витрати:

$$K_{\text{т}} = 0,07 \cdot K_{\text{об}} = 0,07 \cdot 3200 = 224 \text{ тис. грн.}$$

Планові накопичення:

$$K_{\text{п}} = 0,1 \cdot K_{\text{об}} = 0,1 \cdot 3200 = 320 \text{ тис. грн.}$$

Капітальні витрати будуть дорівнювати:

$$K = K_{\text{об}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{мн}} + K_{\text{п}} = 3200 + 320 + 224 + 320 = 4064 \text{ тис. грн}$$

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта за рік, виражені в грошовій формі.

Основні статті витрат:

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3);
- відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (C_c);
- витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт обладнання (C_t);
- вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування (C_e)
- інші експлуатаційні витрат ($C_{\text{пр}}$)

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть:

$$Z_{\text{екс}} = C_a + C_z + C_c + C_t + C_e + C_{\text{пр}}, \text{ грн}$$

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Річні амортизаційні відрахування C_a на основні фонди обчислюються по балансовій вартості обладнання та мінімальному (регламентованому) терміну експлуатації.

Обладнання відноситься до 4 групи, з мінімальним корисним терміном експлуатації 5 років.

Сума річних амортизаційних відрахувань буде складати $0,1 \cdot 3200 = 320$ тис. грн. грн.

3.2.2 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу (робітники, РСС), який обслуговує об'єкт проектування, відповідно з їх чисельністю, режимом роботи, годинними тарифними ставками, посадовими окладами, що застосовуються на підприємстві формами і системами оплати праці та преміювання.

Основна заробітна плата працівників – це винагороди за виконану роботу відповідно до встановлених норм праці (норми часу, виробітку, обслуговування, посадові обов'язки). Вона визначається тарифними ставками і відрядними розцінками для робітників, посадовими окладами для спеціалістів, службовців і керівників.

Номінальний річний фонд робочого часу :

$$T_n = (D_k - D_{\text{св}} - D_{\text{вих}}) \cdot T_{\text{зм}} = (365 - 11 - 104) \cdot 8 = 2000 \text{ год}$$

де D_k - число календарних днів;

$D_{\text{св}}$ - число святкових днів;

$D_{\text{вих}}$ - число вихідних днів;

$T_{зм}$ - тривалість зміни, год.

Основна заробітна плата складає 1770 тис грн.

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15% від основної заробітної плати.

$$З_{доп} = 0.15 \cdot З_{осн} = 0,15 \cdot 1770 = 265,5 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_з = З_{осн} + З_{доп} = 1770 + 265,5 = 2035,5 \text{ тис. грн.}$$

де $З_{осн}$, $З_{доп}$ — основна і додаткова заробітна плата відповідно, грн.

3.2.3 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати . Ставка цього внеску складає 22% від фонду оплати праці.

$$C_c = 0,22 \cdot C_з = 0,22 \cdot 2035,5 = 447,8 \text{ тис. грн.}$$

3.2.4 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкту проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Відповідно до практики, ці витрати визначаються в розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу. $C_{пр} = 0,04 \cdot C_з = 0,04 \cdot 2035,5 = 81,42 \text{ тис. грн.}$

Таким чином загальні експлуатаційні витрати складуть :

$$C_{екс} = C_a + C_з + C_c + C_{пр} = 320 + 2035,5 + 447,8 + 81,42 = 2884,71 \text{ тис.грн.}$$

Висновки

В економічному розділі було проведено:

- розрахунок суми витрат на експлуатацію, яка становить 2884,71 тис. грн.
- розрахунок капітальних витрат, які становлять 3200 тис. грн.

На протязі всього строку служби проект буде приносити наступні ефекти:

- підвищена надійність схеми підстанції;
- гнучкість роботи схеми.

Висновок

У дипломному проекті було виконано реконструкцію ВРП 330 кВ Придніпровської ТЕС, для забезпечення надійної роботи електростанції, визначається безвідмовною роботою вимикачів високої напруги марки HPL.

За розрахунковими даним вибрано найбільш раціональне електроустаткування для надійної й безперервної генерації електроенергії, а також подальшої передачі її до енергосистеми.

Розроблено заходи щодо безпечного обслуговування електроустаткування на ВРП.

За техніко – економічним обґрунтуванням виправдано доцільність нового електрообладнання.